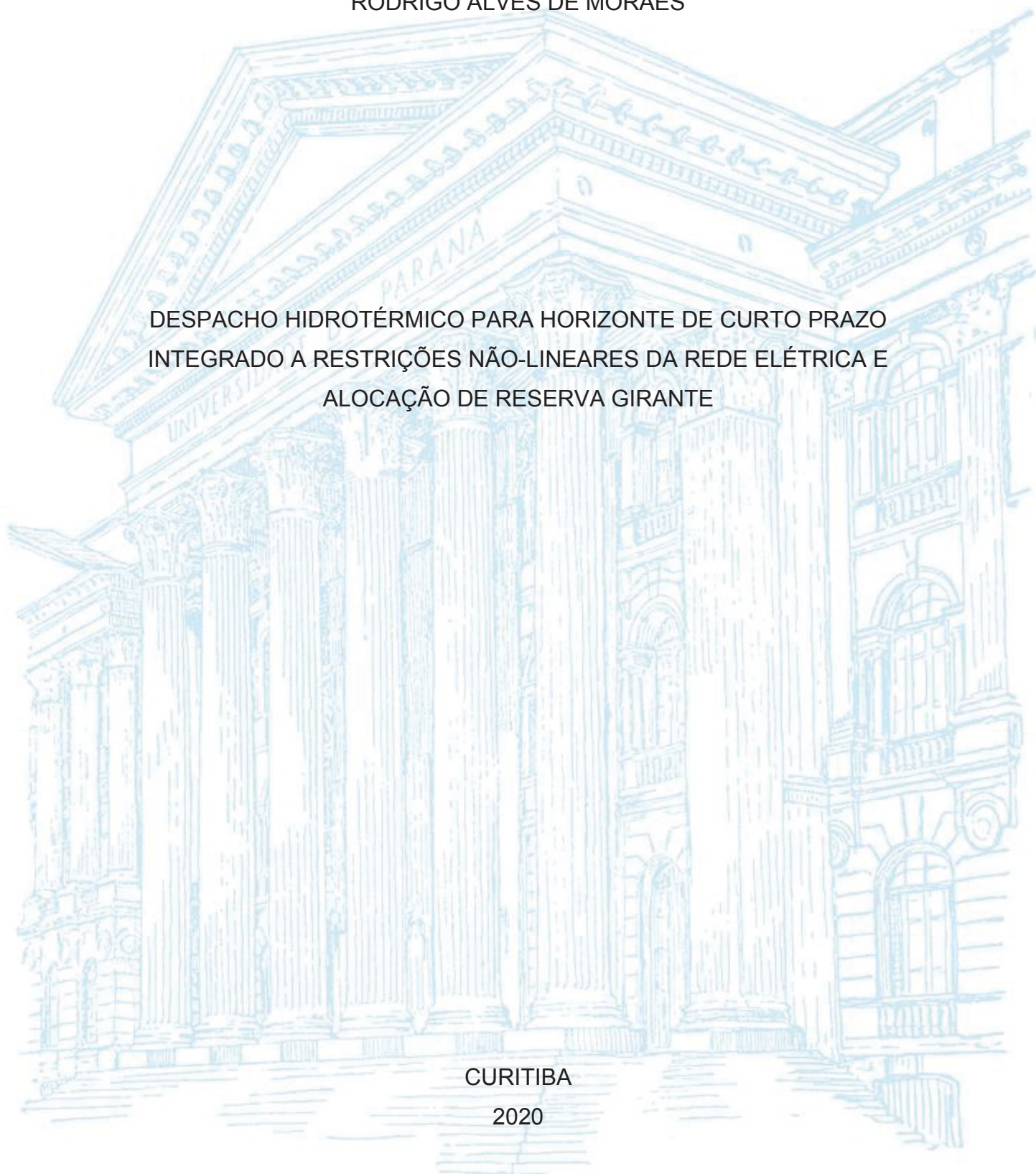


UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

RODRIGO ALVES DE MORAES

DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA HORIZONTE DE CURTO PRAZO
INTEGRADO A RESTRIÇÕES NÃO-LINEARES DA REDE ELÉTRICA E
ALOCUÇÃO DE RESERVA GIRANTE

CURITIBA
2020



RODRIGO ALVES DE MORAES

DESPACHO HIDROTÉMICO PARA HORIZONTE DE CURTO PRAZO INTEGRADO
A RESTRIÇÕES NÃO-LINEARES DA REDE ELÉTRICA E ALOCAÇÃO DE
RESERVA GIRANTE

Tese apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a. Thelma Solange Piazza Fernandes

Coorientador: Prof. Dr. Marcelo Bessa

CURITIBA

2020

CATALOGAÇÃO NA FONTE – SIBI/UFPR

M298d

Moraes, Rodrigo Alves de

Despacho hidrotémico para horizonte de curto prazo integrado a restrições não-lineares da rede elétrica e alocação de reserva girante [recurso eletrônico]/ Rodrigo Alves de Moraes - Curitiba, 2020.

Tese apresentada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a. Thelma Solange Piazza Fernandes

Coorientador: Prof. Dr. Marcelo Bessa

1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica. 3. Energia – planejamento. I. Fernandes, Thelma Solange Piazza. II. Bessa, Marcelo. III. Título. IV. Universidade Federal do Paraná.

CDD 621.319

Bibliotecária: Vilma Machado CRB9/1563



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de **RODRIGO ALVES DE MORAES** intitulada: **DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA HORIZONTE DE CURTO PRAZO INTEGRADO A RESTRIÇÕES NÃO-LINEARES DA REDE ELÉTRICA E ALOCAÇÃO DE RESERVA GIRANTE**, sob orientação da Profa. Dra. THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de doutor está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 26 de Novembro de 2020.

Assinatura Eletrônica

27/11/2020 11:11:42.0

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

26/11/2020 21:54:12.0

PATRICIA TEIXEIRA LEITE ASANO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO ABC)

Assinatura Eletrônica

27/11/2020 09:16:55.0

ROMAN KUIAVA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

29/11/2020 08:47:47.0

CLOVIS CAESAR GONZAGA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA)

Assinatura Eletrônica

27/11/2020 10:18:49.0

ODILON LUIS TORTELLI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Dep.Eng.Elétrica-DELT, Centro Politecnico - UFPR - CURITIBA - Paraná - Brasil

CEP 81531990 - Tel: 41 3361-3622 - E-mail: ppgee@eletrica.ufpr.br

Documento assinado eletronicamente de acordo com o disposto na legislação federal Decreto 8539 de 08 de outubro de 2015.

Gerado e autenticado pelo SIGA-UFPR, com a seguinte identificação única: 63808

Para autenticar este documento/assinatura, acesse <https://www.prppg.ufpr.br/siga/visitante/autenticacaoassinaturas.jsp> e insira o código 63808

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais que sempre me incentivaram a dar “mais um passo”.

À minha irmã, Catia, que mesmo distante me alegra com apenas uma ligação.

À prof^a. Dr^a. Thelma que me incentiva e auxilia, com muita dedicação, em questões acadêmicas e profissionais. Agradeço também a sua amizade e paciência.

Ao meu coorientador prof. Marcelo Bessa por ter aceitado participar deste trabalho e pelas importantes contribuições e sugestões.

Aos meus familiares e amigos que direta e indiretamente me ajudaram durante esse percurso, principalmente ao Marlon pela paciência, parceria e amizade nessa trajetória.

Este trabalho foi dentro das atividades do *Lynx Energy Research Group*, no âmbito do projeto de P&D PD-06491-0307/2013, proposto pela Copel Geração e Transmissão S.A., sob os auspícios do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

RESUMO

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, sendo que a fonte hídrica é a mais representativa. Esta predominância hídrica traz consigo características sazonais específicas, pois os objetivos de manter os reservatórios em níveis elevados de forma a garantir uma maior produtividade e reduzir os vertimentos – energia desperdiçada – são conflitantes. Essas características fazem do Sistema Interligado Nacional (SIN) único em âmbito mundial pela sua complexidade. A fim de aprimorar os estudos de operação e planejamento inerentes ao SIN, este trabalho objetiva analisar o impacto do emprego de uma representação da rede elétrica em mais detalhe por meio de equações de balanço de potência ativa e reativa, que permitem a consideração não só de gargalos de transmissão, mas também de magnitudes de tensão no horizonte de curto prazo. Além disso, em face do aumento da participação da fonte eólica na matriz energética brasileira, vislumbra-se a necessidade de alocar convenientemente reserva girante entre as usinas para assegurar maior confiabilidade no atendimento da carga. Para tanto, essa alocação é também inserida nos estudos de planejamento de curto prazo. O problema de despacho hidrotérmico eólico, problema energético, proposto é resolvido por técnicas de Inteligência Artificial Algoritmos Genéticos (AGs) e Evolução Diferencial (ED) sendo que o despacho de potência e alocação de reserva girante com inclusão de restrições elétricas não lineares, problema elétrico, são modelados via Fluxo de Potência Ótimo, o qual é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores. O método proposto é testado em um sistema de 33 barras e 1768 barras que correspondem ao SIN reduzido com representação das usinas hidráulicas e térmicas individualizadas. Verificou-se que o uso da técnica ED proporciona reprodutibilidade em relação aos despachos obtidos via AGs e possui boa aderência ao problema de coordenação hidrotérmica. Concluiu-se que para o sistema de menor porte, 33 barras, a inclusão das restrições não lineares da rede elétrica influenciou de forma significativa o despacho hidrotérmico eólico e elevou de forma significativa o tempo computacional. Para essa formulação também ficou evidenciado que essas restrições não lineares e a inclusão da reserva elevam o acionamento de térmicas o que afeta substancialmente o custo do despacho. Para o SIN não foi possível convergir a formulação não linear clássica portanto fez-se a formulação de um FPO linear alternativo onde aproximações lineares permitiram o monitoramento do perfil de tensão das barras associadas aos geradores de potência. Essa formulação se mostrou adequada e promissora para convergência de problemas de grande porte onde se têm o interesse em monitorar as variáveis supracitadas.

Palavras-chave: Planejamento da Operação. Despacho Hidrotérmico.
Fluxo de Potência Ótimo. Evolução Diferencial.
Usinas individualizadas. Restrições elétricas.

ABSTRACT

Brazil has an electrical matrix of predominantly renewable origin, with the water source being the most representative. This water predominance brings with it specific seasonal characteristics, as the objectives of maintaining the reservoirs at high levels in order to guarantee greater productivity and reduce spills - wasted energy - are conflicting. These characteristics make the National Interconnected System (SIN) unique worldwide due to its complexity. In order to improve the operation and planning studies inherent to the BIPS, this work aims to analyze the impact of the use of a representation of the electric grid in more detail through active and reactive power balance equations, which allow the consideration not only of transmission bottlenecks, but also of magnitudes of tension in the short term horizon. In addition, in view of the increased share of the wind source in the Brazilian energy matrix, there is a need to conveniently allocate a rotating reserve between the plants to ensure greater reliability in handling the load. To this end, this allocation is also included in short-term planning studies. The problem of wind hydrothermal dispatch, energy problem, proposed is solved by techniques of Artificial Intelligence Genetic Algorithms (AGs) and Differential Evolution (ED) and the dispatch of power and allocation of rotating reserve with inclusion of non-linear electrical restrictions, electrical problem, are modeled via Optimal Power Flow, which is solved by the Interior Point Method. The proposed method is tested in a system of 33 bars and 1768 bars that correspond to the reduced SIN with representation of individualized hydraulic and thermal plants. It was found that the use of the ED technique provides reproducibility in relation to orders obtained via AGs and has good adherence to the hydrothermal coordination problem. It is concluded for the smaller system, 33 buses, the inclusion of the non-linear restrictions of the electric grid significantly influenced the wind hydrothermal dispatch and significantly increased the computational time. For this formulation it was also evidenced that these nonlinear restrictions and the inclusion of the spinning reserve increase the activation of thermal plants, which substantially affects the cost of dispatch. For the SIN, it was not possible to converge the classic non-linear formulation, so the formulation was made for an alternative linear FPO where linear approximations allowed the monitoring of the voltage profile in the buses associated with the power generators promising for the convergence of large problems where there is an interest in monitoring the variables mentioned above.

Keywords: Operation Planning. Hydrothermal dispatch.
Optimal Power Flow. Differential Evolution. Individual plants.
Electrical restrictions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Oferta interna de energia por fonte.....	18
Figura 1.2: Dilema da operação	19
Figura 1.3: Evolução da geração eólica.....	20
Figura 1.4: Cadeia de softwares usada no planejamento energético	21
Figura 2.1: Variáveis envolvidas nas restrições de balanço hídrico	38
Figura 2.2: Curva de Potência do aerogerador ENERCON E48	42
Figura 2.3: Curva de potência obtida após linearização por partes.....	42
Figura 3.1: Processo para gerar o vetor doador	47
Figura 3.2: Ilustração do processo de mutação binomial.....	48
Figura 3.3: Estrutura da codificação de um indivíduo	51
Figura 3.4: Escolha do método matemático a ser adotado na simulação.....	84
Figura 3.5: Algoritmo Básico.....	86
Figura 3.6: Fluxograma para solução de Despacho Hidrotérmico Eólico	87
Figura 4.1: Diagrama unifilar do sistema teste	91
Figura 4.2: Cascatas consideradas no sistema teste	92
Figura 4.3: Carregamento Percentual da linha 7 AG	96
Figura 4.4: Carregamento percentual da linha 7 ED.....	96
Figura 4.5: Balanço de potência FPO_L.....	101
Figura 4.6: Comparação da geração hídrica entre FPO_L e FPO_NL	101
Figura 4.7: Balanço hídrico da UHE Machadinho FPO_L.....	102
Figura 4.8: Balanço hídrico da UHE Machadinho FPO_NL	103
Figura 4.9: Tensões na barra da UHE Machadinho	103
Figura 4.10: Balanço hídrico da UHE Itá FPO_L	104
Figura 4.11: Balanço hídrico UHE Itá FPO_NL	104
Figura 4.12: Tensões na barra da UHE Itá	105
Figura 4.13: Balanço hídrico UHE Bento Munhoz FPO_L	106
Figura 4.14: Balanço hídrico da UHE Bento Munhoz FPO_NL	106
Figura 4.15: Tensões na barra da UHE Bento Munhoz	107
Figura 4.16: Fluxo de potencia na linha 7 FPO_NL.....	108
Figura 4.17: Balanço hídrico da UHE Segredo FPO_L.....	109
Figura 4.18: Balanço hídrico da UHE Segredo FPO_NL	109
Figura 4.19: Tensão na barra da UHE Segredo	110

Figura 4.20: Balanço hídrico UHE Salto Santiago FPO_L.....	110
Figura 4.21: Balanço hídrico da UHE Salto Santiago FPO_NL	111
Figura 4.22: Tensão na barra da UHE Salto Santiago.....	111
Figura 4.23: Balanço hídrico UHE Salto Osório FPO_L	112
Figura 4.24: Balanço hídrico da UHE Salto Osório FPO_NL.....	113
Figura 4.25: Tensão na barra UHE Salto Osório	113
Figura 4.26: Balanço hídrico UHE Salto Caxias FPO_L	114
Figura 4.27: Balanço hídrico da UHE Salto Caxias FPO_NL	115
Figura 4.28: Tensão na barra da UHE Salto Caxias.....	115
Figura 4.29: Restrições de magnitudes de tensão	116
Figura 4.30: Restrições de transmissão	117
Figura 4.31: Geração hídrica para os casos 3, 4 e 5	119
Figura 4.32: Geração térmica para os casos 3, 4 e 5	120
Figura 4.33: Balanço hídrico UHE Machadinho caso 5	121
Figura 4.34: Balanço hídrico da UHE de Itá caso 5.....	122
Figura 4.35: Balanço hídrico da UHE de Bento Munhoz caso 5	123
Figura 4.36: Carregamento do intercâmbio entre os subsistemas 5 e 2.....	128
Figura 4.37: UHE de Ilha Solteira Caso 6.....	129
Figura 4.38: UHE de Ilha Solteira Caso 7.....	130
Figura 4.39: UHE de Ilha Solteira Caso 8.....	130
Figura 4.40: UHE de Jirau Caso 6	131
Figura 4.41: UHE de Jirau Caso 7	131
Figura 4.42: UHE de Jirau Caso 8	132
Figura 4.43: UHE de Itumbiara Caso 6.....	133
Figura 4.44: UHE de Itumbiara Caso 7	133
Figura 4.45: UHE de Itumbiara Caso 8.....	134
Figura 4.46: Magnitude de Tensão da UHE de Itumbiara.....	134
Figura 4.47: UHE de Governador Bento Munhoz Caso 6.....	135
Figura 4.48: UHE de Governador Bento Munhoz Caso 7	135
Figura 4.49: UHE de Governador Bento Munhoz Caso 8.....	136
Figura 4.50: UHE de Salto Santiago Caso 6	137
Figura 4.51: UHE de Salto Santiago Caso 7	137
Figura 4.52: UHE de Salto Santiago Caso 8	138
Figura 4.53: Magnitudes de Tensão da UHE de Salto Santiago	138

Figura 4.54: UHE de Segredo Caso 6	139
Figura 4.55: UHE de Segredo Caso 7	139
Figura 4.56: UHE de Segredo Caso 8	140
Figura 4.57: Complexo Paulo Afonso -Moxotó Caso 6	141
Figura 4.58: Complexo Paulo Afonso -Moxotó Caso 7	141
Figura 4.59: Complexo Paulo Afonso -Moxotó Caso 8	142
Figura 4.60: Magnitudes de Tensão da UHE de Moxotó	142
Figura 4.61: UHE Itaparica Caso 6	143
Figura 4.62: UHE Itaparica Caso 7	143
Figura 4.63: UHE Itaparica Caso 8	144
Figura 4.64: UHE de Sobradinho Caso 6	145
Figura 4.65: UHE de Sobradinho Caso 7	145
Figura 4.66: UHE de Sobradinho Caso 8	146
Figura 4.67: UHE de Belo Monte Caso 6.....	147
Figura 4.68: UHE de Belo Monte Caso 7	147
Figura 4.69: UHE de Belo Monte Caso 8.....	148
Figura 4.70: UHE Tucuruí Caso 6.....	148
Figura 4.71: UHE Tucuruí Caso 7.....	149
Figura 4.72: UHE Tucuruí Caso 8.....	149
Figura 4.73: UHE de Estreito de Tocantins Caso 6	150
Figura 4.74: UHE de Estreito de Tocantins Caso 7	150
Figura 4.75: UHE de Estreito de Tocantins Caso 8	151
Figura 4.76: UHE de Itaipu Caso 6	151
Figura 4.77: UHE de Itaipu Caso 7	152
Figura 4.78: UHE de Itaipu Caso 8	152

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Parâmetros do aerogerador-ENERCON E48 –800 kW	41
Tabela 3.1: Representação dos mecanismos de mutação no algoritmo de ED	49
Tabela 3.2: Dados configuráveis classificados quanto a sua finalidade	53
Tabela 3.3: Adequação da defluência total aos limites operativos das máquinas	55
Tabela 3.4: Regras para obtenção das violações dos limites de vertimento e vazão mínimas para cada período.....	58
Tabela 3.5: Regra para obtenção das violações dos limites de volume para o período	59
Tabela 3.6: Regras para obtenção das violações de volume final para o período i final	60
Tabela 3.7: Parametrização necessária para simulação via AG	83
Tabela 3.8: Parametrização adotada para simulação via DE	85
Tabela 4.1: Configuração do despacho no programa.....	93
Tabela 4.2: Número de horas para cada condição de carga por mês	94
Tabela 4.3: Valores do balanço de potência.....	95
Tabela 4.4: Resumo dos critérios da função multiobjetivo para o cenário A	97
Tabela 4.5: Comparação quanto a reprodutibilidade da solução.....	97
Tabela 4.6: Estratégias de mutação aplicadas ao caso 2.....	98
Tabela 4.7: Resumo dos valores totais dos casos 2 e 3.....	99
Tabela 4.8: Geração por UHE	117
Tabela 4.9: Valores totais de geração dos casos 3, 4 e 5	118
Tabela 4.10: Geração total por usina caso 3 e 5	120
Tabela 4.11: Valores totais para os casos 6 , 7 e 8.....	125
Tabela 4.12: Balanço de potência por subsistema caso 6.....	127
Tabela 4.13: Balanço de potência por subsistema caso 7.....	127
Tabela 4.14: Balanço de potência por subistema caso 8	127

LISTA DE SIGLAS

AG: Algoritmos Genéticos

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;

CAPES: Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMO: Custo Marginal de Operação

ED: Evolução Diferencial

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FPO: Fluxo de Potência Ótimo

FPO_L: Fluxo de Potência Ótimo Linear

FPO_NL: Fluxo de Potência Ótimo Não Linear

GSO: *Group Search Optimizer*

IA: Inteligência Artificial

LA: Lagrangeano Aumentado

NSGA: (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*)

ONS: Operador Nacional do Sistema

PDDE: Programação Dinâmica Dual Estocástica

PDE: Plano Decenal de Expansão

RL: Relaxação Lagrangeana

SIN: Sistema Interligado Nacional

UHE: Usina Hidrelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

$IEVP_i^t$: índice de evaporação no reservatório i e período t (mm/mês);

k_i : constante que recebe o nome de produtividade específica ($MW/[(m^3/s).m]$) da usina i ;

nb : número de barras;

nbc : número de barras com carga;

$neol$: número de aerogeradores;

nh : número de usinas hidrelétricas;

nl : é o número de linhas que compõe o sistema;

np : número de períodos;

$npat$: número de patamares;

nt : número de usinas térmicas;

NH^t : número de horas do período t ;

$P_i^{pat,t}$: injeção de potência ativa na barra i , patamar pat e período t (MW);

$Pd_i^{pat,t}$: demanda de potência ativa na barra i , patamar pat e período t (MW);

P_{gh} : geração de potência fictícia na barra de carga i , patamar k e período t (MW);

P_{gh} : geração de potência ativa na barra de geração eólica localizada na barra i e patamar pat (MW);

P_{gh} : geração de potência ativa na barra de geração hídrica i , patamar k e período t (MW);

\underline{PGH}_i^t e \overline{PGH}_i^t : limites de geração de potência ativa mínimos e máximos das usinas hidrelétricas localizadas nas barras i e período t (MW);

P_{gh} : geração de potência ativa na barra de geração térmica localizadas nas barras i , patamar pat e período t (MW);

\underline{PGT}_i^t e \overline{PGT}_i^t : limites máximos e mínimos das usinas térmicas localizadas nas barras i e período t (MW);

Q_i^t : representa a defluência do reservatório i (m^3/s) no período t ;

\underline{Q}_i^t e \overline{Q}_i^t representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de defluência do reservatório i e período t (m^3/s);

QC_i^t : vazão turbinada do reservatório i durante o período t (m^3/s);

QC_k^t : vazão turbinada do reservatório a montante da usina i e período t (m^3/s);

\underline{QC}_i^t e \overline{QC}_i^t : representam, respectivamente, as vazões turbinadas mínimas e máximas o reservatório i (m^3/s) no período t ;

$Qd_i^{pat,k}$: demanda de potência reativa na barra i , patamar pat e período t (Mvar);

$QGeo_i^{pat,t}$: potência reativa gerada pela usina eólica localizada na barra i , patamar pat e período t (Mvar);

QGH : geração de potência reativa da usina hidrelétrica localizada na barra i (Mvar);

\overline{QGH}_i e \underline{QGH}_i : geração de potência reativa máxima e mínima para uma usina hidrelétrica localizada na barra i (Mvar);

QGT : geração de potência reativa da usina localizada na barra i (Mvar);

\overline{QGT}_i e \underline{QGT}_i : geração de potência reativa máxima e mínima para uma usina térmica localizada na barra i (Mvar);

QM_i^t : soma de defluências de usinas a montante do reservatório i no período t (m^3/s);

QVT_i^t : vazão de vertimento do reservatório i (m^3/s) no período t ;

\overline{QVT}_i^t : vazão de vertimento máximo do reservatório i no período t (m^3/s);

QVT^+ : penalização referente ao vertimento positivo;

QVT^- : penalização referente ao vertimento negativo;

$Perc_{Reserva}$: percentual da carga total;

$Perc_{ReservaEólica}$: percentual previsto do valor total de geração eólica;

Rgh_i^{pat} : reserva de geração ativa hidráulica para a usina localizada barra i e patamar pat ;

Rgt_i^{pat} : reserva de geração ativa térmica para a usina localizada barra i e patamar pat ;

Res_{carga}^{pat} : valor de total de reserva girante por patamar pat ;

$Smês$: número de segundos do período t ;

T^t : constante para cada período de estudo, cujo valor é $Smês/10^6$ e sua função é converter a unidade de vazão de m^3/s para $hm^3/mês$;

V_i^t : volume armazenado no reservatório i e período t (hm^3);

\underline{V}_i^t e \overline{V}_i^t : volumes do reservatório correspondentes aos níveis mínimo e máximo, respectivamente, do reservatório i e período t (hm^3);

$|\dot{V}_j^{pat}|$: magnitude de tensão nodal na barra j ;

$\underline{V_j^{pat}}$ e $\overline{V_j^{pat}}$: valores máximos e mínimos de tensão para barra i por patamar pat ;

Y_i^t : vazão afluente total do reservatório i e período t (m³/s);

\dot{Y} : matriz de admitância de barra;

α : conjunto de barras que pertencem ao subsistema s ;

β : conjunto de linhas de intercâmbio que se conectam ao subsistema s ;

Ω_m : conjunto das usinas a montante da usina i ;

g : aceleração da gravidade (m/s²);

ρ : densidade da água (kg/m³);

$\eta_i^{\text{médio}^t}$: rendimento médio do conjunto turbina-gerador da usina i no período t ; para uma dada altura de queda e vazão;

$\theta_i^{\text{pat},t}$: ângulo da barra i , para o patamar de carga pat e período t .

SUMÁRIO

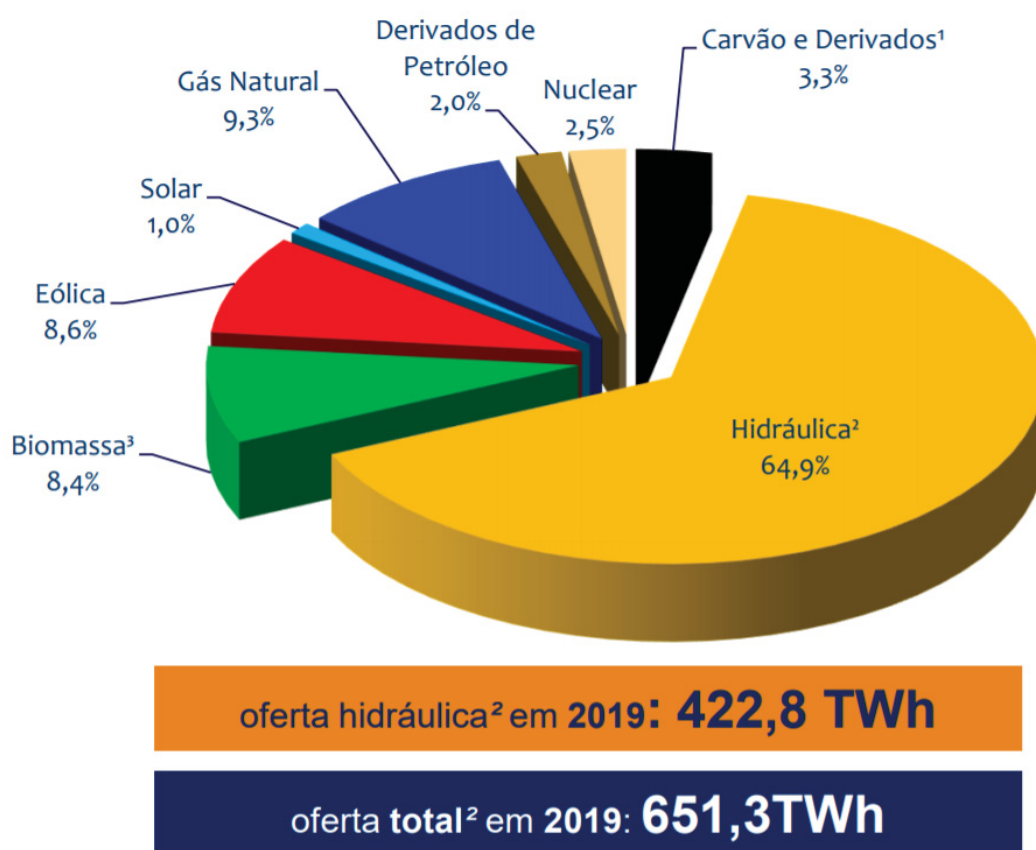
1. INTRODUÇÃO	18
1.1 OBJETIVOS	24
1.1.1 Objetivo geral	24
1.1.2 Objetivos específicos	24
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
1.3 JUSTIFICATIVA	31
1.4 CONTRIBUIÇÕES DESSA TESE	31
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	33
2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DOS COMPONENTES HIDRÁULICO, TÉRMICO E EÓLICO	34
2.1 INTRODUÇÃO	34
2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS	34
2.2.1 RESTRIÇÕES DE BALANÇO HÍDRICO	37
2.3 USINAS TERMELÉTRICAS	39
2.4 USINAS EÓLICAS	40
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	43
3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DESPACHO HIDROTÉRMICO EÓLICO	44
3.1 INTRODUÇÃO	44
3.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	45
3.3 ALGORITMOS EVOLUTIVOS	46
3.3.1 Evolução Diferencial	46
3.3.2 Algoritmos Genéticos	50
3.4 CODIFICAÇÃO E DECODIFICAÇÃO DO INDIVÍDUO	51
3.5 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO ACOPLAMENTO ELÉTRICO ENERGÉTICO DO PROBLEMA HIDROTÉRMICO EÓLICO	53
3.5.1 Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos hídricos	56
3.5.2 Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos elétricos (<i>fitness_elétrico</i>).	60
3.5.3 Avaliação do indivíduo quanto à meta do médio prazo (<i>fitness_meta</i>).	62
3.6 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR	64
3.6.1 Variáveis de entrada do FPO_L para cada período t (mês)	64
3.6.2 Variáveis de otimização para período t (mês)	64
3.6.3 Restrições de igualdade	65
3.6.4 Restrições de desigualdade	66
3.7 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO NÃO LINEAR	68
3.7.1 Variáveis de entrada do FPO_NL para cada período t (mês)	69
3.7.2 Variáveis de otimização do FPO_NL para cada período t (mês)	71
3.7.3 Função Objetivo do FPO_NL	71
3.7.4 Restrições de igualdade	72
3.7.5 Restrições de Desigualdade	73
3.8 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR ALTERNATIVO	78
3.8.1 Inclusão das perdas por transmissão	82
3.9 FLUXOGRAMA GERAL	82
3.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	87

4.	RESULTADOS	90
4.1	INTRODUÇÃO	90
4.2	SISTEMA 33 BARRAS	90
4.2.1	Cenários e simulações	94
	4.2.1.1 Cenário A: Comparação entre os casos 1 e 2	94
	4.2.1.2 Cenário B: Análise quanto aos mecanismos de mutação para o caso	
2	98	
	4.2.1.3 Cenário C: Comparação entre os casos 2 e 3	99
	4.2.1.4 Cenário D: Comparação entre os casos 3, 4 e 5	118
4.3	RESULTADOS OBTIDOS PARA O SIN	123
	4.3.1 Resumo do despacho adotado para casos 6, 7 e 8	125
5.	CONCLUSÕES	153
6.	TRABALHOS FUTUROS	157
7.	REFERÊNCIAS	158
APÊNDICE A: DADOS DOS SISTEMAS TESTES		165

1. INTRODUÇÃO

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, tendo como parcela mais expressiva a fonte hídrica que corresponde a um montante de 64,9% da oferta interna, como pode ser observado na Figura 1.1 (que ilustra a oferta interna de energia elétrica por fonte para o ano de 2019). Por essa figura também se observa que as fontes renováveis representam 83 % da oferta (EPE, 2020).

FIGURA 1.1: OFERTA INTERNA DE ENERGIA POR FONTE

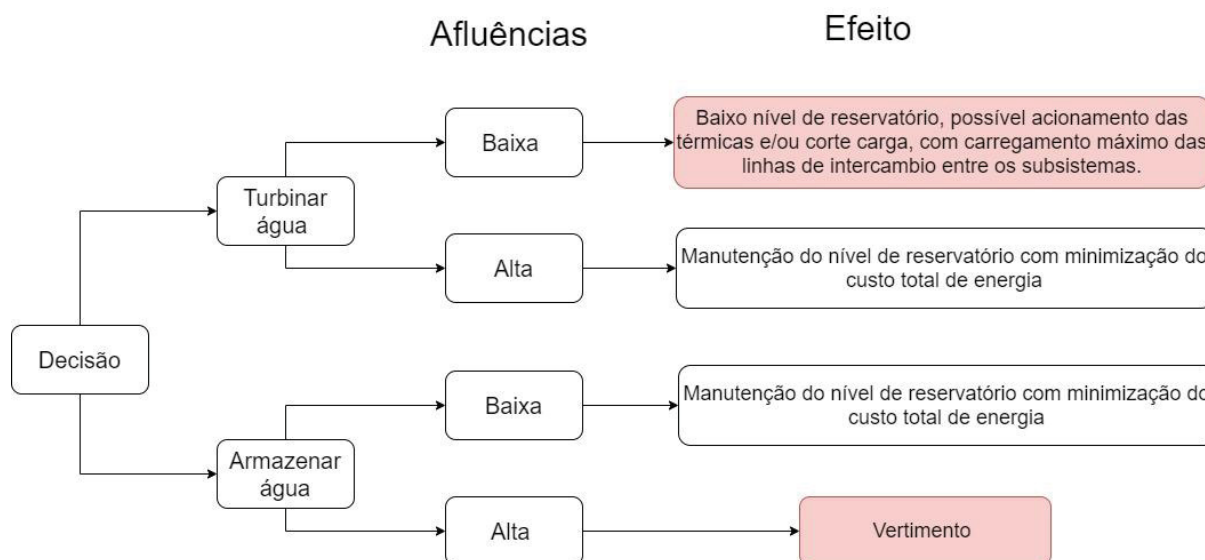


FONTE: EPE (2020)

O porte e as características do Sistema Interligado Nacional (SIN) caracterizam o sistema brasileiro como único em âmbito mundial. Essa predominância hídrica traz consigo aspectos positivos e negativos. A energia hidrelétrica é limpa e de baixo custo, porém sua operação e planejamento são complexos e conflitantes, pois, objetivos de manter os reservatórios em níveis elevados de forma a garantir uma maior produtividade por m^3 turbinado e minimizar

os vertimento - energia desperdiçada- são conflitantes, como pode ser observado na Figura 1.2.

FIGURA 1.2: DILEMA DA OPERAÇÃO



FONTE: O autor (2020)

O Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2020 com a base de 2019 apontou um crescimento 4,4% da geração proveniente de fonte renovável na matriz energética. As principais fontes responsáveis por esse acréscimo são a fonte de energia solar responsável por uma variação +92,2%, a fonte proveniente do biogás +31,8 % e a fonte de energia eólica com variação de +15,5%. Por mais que acréscimos da fonte solar tenham sido os mais expressivos essa fonte ainda representa apenas 1 % da matriz.

Uma das principais características da geração eólica no Brasil é a complementaridade temporal com a geração de energia hidrelétrica. O maior potencial eólico do Brasil está localizado na região Nordeste onde, no período com menor disponibilidade hídrica, existe a maior disponibilidade eólica e essa pode ser aproveitada pelo SIN (ANEEL, 2010).

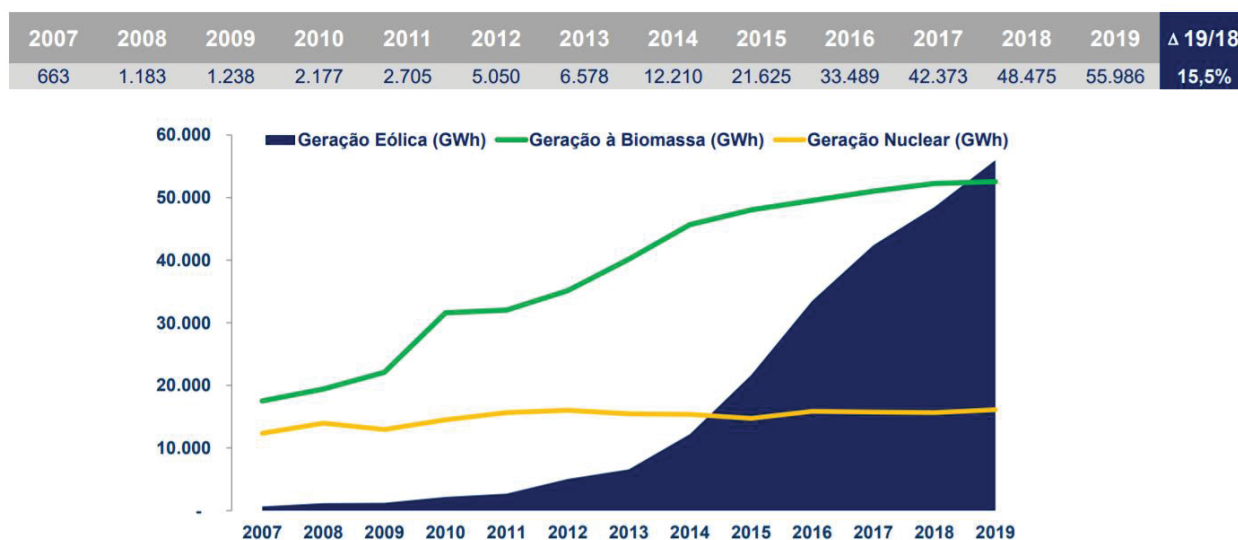
Cantão (2017) avaliou a questão da complementaridade hidro eólica para todo o território nacional, baseando-se em dados históricos de vazão e de velocidade de vento. Ele verificou que há complementaridade muito forte na região do sertão nordestino abrangendo o norte da Bahia, oeste de Pernambuco, sul do Ceará e leste do Piauí. Nessa região, localiza-se a usina hidroelétrica (UHE) de Sobradinho que é

fortemente complementada pela fonte eólica no seu entorno. Já a região Sul, a costa leste e norte do litoral nordestino apresentam menor complementaridade.

Assim, segundo Cantão (2017), os dados de todas as estações meteorológicas indicam forte complementaridade com as principais usinas hidrelétricas, o que demonstra a capacidade da fonte eólica deslocar a operação de fontes térmicas em períodos de baixa capacidade hídrica.

Como pode ser observado na Figura 1.3, a geração de energia eólica tem apresentado crescimento exponencial nos últimos anos e estima-se que associada à solar podem representar até 16% da capacidade instalada do SIN em 2030 onde a maior parcela será realocada no subsistema Nordeste e a outra na região Sul (EPE, 2020).

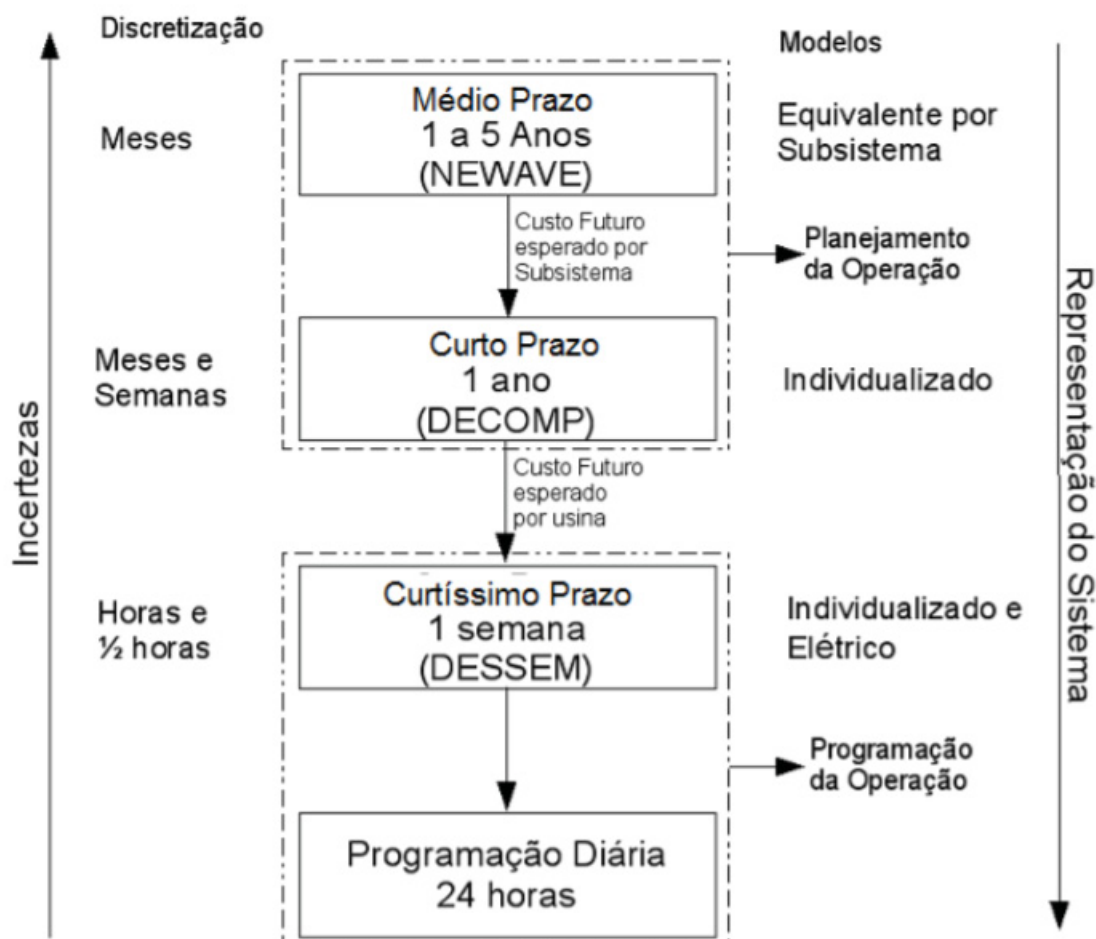
FIGURA 1.3: EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA



O planejamento da operação desse sistema de potência hidrotérmico eólico brasileiro tem natureza dinâmica (decisões presentes influenciam diretamente na forma de operar futuramente), natureza estocástica (incertezas climáticas, das afluições dos rios, cargas e ventos) e grande dimensão.

Para resolver esse complexo problema, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utiliza uma cadeia hierárquica de *softwares* desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para auxiliar no planejamento da operação, que varia conforme o horizonte de planejamento e o nível de detalhamento hídrico e elétrico. Uma representação do encadeamento dessa cadeia de *softwares* pode ser observada na Figura 1.4.

FIGURA 1.4: CADEIA DE SOFTWARES USADA NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO



FONTE: Toscano (2009)

Como pode ser observado na Figura 1.4 essa cadeia é constituída pelos seguintes *softwares*: NEWAVE, responsável pelo Planejamento da Operação de Médio Prazo (dois a cinco anos a frente) (CEPEL, 2009); DECOMP, responsável pelo Planejamento de Curto Prazo (um ano a frente) (CEPEL, 2004); DESSEM, responsável pelo Planejamento de curtíssimo prazo (14 dias) (CEPEL, 2003); PREDESP, responsável pelo Planejamento Diário ou Pré-Despacho (24 horas) e Operação em tempo real (uma a meia hora a frente).

O modelo NEWAVE utiliza Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), como proposto em (PEREIRA, 1989) cuja base consiste na decomposição de *Benders* (BENDERS, 1962) e na hipótese simplificada de reservatórios equivalentes por região (Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul) (ARVANTIDIS e ROSING

1970). Esse *software* fornece por meio da função custo futuro as metas energéticas de cada subsistema para o modelo DECOMP.

O modelo DECOMP realiza a representação de reservatórios individualizados com as restrições de intercâmbio energético entre os subsistemas, (CEPEL, 2004). Esse modelo faz algumas considerações tais como: perdas elétricas; diferentes patamares de carga; limites de interligação entre subsistemas; contratos de importação e exportação; custo de *déficit*; restrições elétricas por estágio e por patamar entre outros. Entretanto, assim como o NEWAVE, os estudos elétricos são realizados sem consideração da rede elétrica.

A representação linear da rede elétrica é inserida apenas no modelo DESSEM (CEPEL, 2003) onde as usinas hidroelétricas são representadas de forma individualizada para solução do problema do problema elétrico, levando em consideração todos os circuitos e cargas por barra.

O modelo PREDESP por estar situado no fim da cadeia de planejamento deve adequar o despacho fornecido pelo DESSEM. Por isso, o modelo considera a representação não linear da rede, com monitoração do perfil de tensão, balanço de potência ativa e reativa por barra e limites de fluxo de potência nas linhas (BORGES et al., 2011).

O NEWAVE e o DECOMP já são utilizados pelo ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para execução do despacho em três patamares de carga e precificação semanal de energia. Todavia, o DESSEM está sendo avaliado pelos órgãos supracitados, juntamente aos principais agentes geradores, transmissores e comercializadores de energia para que entre em operação ainda em 2020. No entanto, a adoção do mesmo para o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) horário será realizada pela CCEE em janeiro de 2021 (ESTADÃO, 2020).

Problemas de grande porte e alta complexidade, como o descrito, são normalmente divididos e resolvidos em subproblemas, técnica adotada pelo ONS. No entanto com o aumento da capacidade de processamento de dados atrelado à possibilidade de processamento paralelo e distribuído em nuvem, a representação individualizada das usinas hidrelétricas e a representação da rede elétrica, podem ser testadas em discretizações maiores que as semanais e/ou horárias.

Uma série de estudos já foram realizados com a finalidade de verificar a influência dessas simplificações na cadeia de planejamento.

Um dos trabalhos que mais fundamentaram esta tese de doutorado, foi proposto por Leite *et al.* (2002) que utiliza Algoritmos Genéticos (AG) para otimizar a operação de sistemas hidrotérmicos de potência representando individualmente as usinas hidrelétricas, sem representação da rede elétrica.

Quanto à importância da individualização dos reservatórios e inserção das restrições elétricas, citam-se Bessa (2008) e Marcílio (2014) que modelam as usinas hidrelétricas individualmente através de um problema de otimização não linear, onde o balanço hídrico é considerado de maneira detalhada e a rede elétrica representada de forma linear para analisar quantitativamente o efeito da inclusão dessas restrições ao problema energético.

Essa abordagem de Bessa (2008), associada à formulação proposta por Leite (2006), motivou o trabalho de Andriolo (2014) que resolveu o problema energético via AG e o problema elétrico via Fluxo de Potência Ótimo (FPO) linear, representando as usinas individualmente para horizonte de cinco anos. Esse estudo mostra que a inserção das restrições elétricas já no estudo do horizonte de médio prazo impacta de forma positiva a solução que é factível com relação às condições operativas a serem efetivamente enfrentadas na programação diária.

Como extensão ao trabalho de Andriolo (2014), cita-se Moraes (2016), que para representar a variabilidade da fonte eólica para o horizonte de curto prazo, inseriu essa fonte ao longo de seis patamares de carga para cada mês de estudo, representando também as usinas hidrelétricas e térmicas individualmente. Esse estudo foi capaz de mostrar o impacto da geração eólica via FPO linear e mostrou a influência que a curva de distribuição da velocidade de ventos tem no despacho das fontes hídricas.

Essa tese expande o trabalho de Moraes (2016) inserindo as não linearidades da representação da rede elétrica ao problema, analisa outras possibilidades de algoritmos evolutivos para resolução do balanço hídrico e insere alocação de reserva girante aos estudos de planejamento de curto prazo.

Assim, neste trabalho, o FPO, que resolve o problema de despachar potência e atender as restrições elétricas, é expandido para representar também restrições não lineares que são as equações de balanço de potência ativa e reativa, o que permite o monitoramento das magnitudes de tensão, dos fluxos de potência nas linhas de transmissão, dos limites operacionais dos geradores, atendimento da carga e das

perdas elétricas. Os impactos técnicos e computacionais dessas considerações são avaliados como possibilidade de modelagem para estudos de curto prazo.

Devido ao aumento da penetração das fontes de energia eólica combinada à sua variabilidade e complementaridade hídrica, este trabalho também se propõe a reservar um percentual de energia, ou seja, reserva girante, para atendimento à demanda caso ocorra situações de contingências ou não disponibilidade das fontes comissionadas, visando à minimização do corte de carga por subsistema e, por consequência, do custo total de operação.

O problema do despacho será também resolvido por meio de outra técnica de Inteligência Artificial (IA), a Evolução Diferencial (ED). Esta técnica tem se mostrado promissora com relação aos problemas resolvidos via AG garantindo uma evolução mais rápida e reprodutibilidade dos resultados.

Sendo assim, este trabalho se enquadra neste contexto de forma que os objetivos gerais e específicos são enunciados a seguir.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Modelagem de despacho de energia e potência de um sistema hidrotérmico eólico discretizado mensalmente para o horizonte de um ano. Considerando às restrições operativas hidráulicas e de transmissão de energia da rede elétrica.

1.1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são:

- Analisar referencial bibliográfico acerca do problema de coordenação hidrotérmica eólica de curto prazo;
- Formular problema de otimização envolvendo as restrições hídricas, eólicas, térmicas e elétricas; e alocação de reserva girante;
- Implementar problema de otimização resolvendo-o pelas técnicas de algoritmos evolutivos: AG e ED a fim de comparar desempenho;
- Analisar impactos da representação não linear completa da rede elétrica em relação à representação linear convencional nos despachos calculados;

- Analisar impactos da representação linear alternativa que permite calcular variáveis normalmente associadas à representação não linear, e compará-las em relação à representação linear convencional nos despachos calculados;
- Analisar impactos da representação da alocação de reserva girante e minimização do fluxo das linhas de intercâmbio entre os subsistemas nos despachos calculados.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Em Freitas (2018), foi realizado um levantamento bibliográfico sobre o problema da coordenação hidrotérmica, onde a autora classificou os trabalhos de acordo com horizonte de estudo, modelagem adotada da função custo de produção térmica e hidráulica, quanto às características operativas e quanto à natureza, estocástica ou determinística, das afluências. Esse trabalho apresenta um panorama das pesquisas mais importantes do ponto de vista energético para os horizontes de estudo adotados pelo ONS.

O levantamento realizado por Freitas (2018) no banco de teses da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), mostra em torno de 30 teses realizadas nos últimos 11 anos. O horizonte de estudo mais abordado é o de médio e longo prazo, seguido do curtíssimo prazo. Entretanto, para esse horizonte de estudo destacam-se apenas 2 trabalhos: Santos (2010) e Gonçalves (2011), sendo que esses possuem abordagens estocásticas com algoritmo de *progressive hedging*, diferindo entre eles a inicialização do problema, porém ambos, tratam o problema de transmissão de energia através dos limites de intercâmbio entre os subsistemas, ou seja, sem a representação por barras da rede elétrica.

Para o horizonte de curto prazo, objeto de análise desta tese, alguns trabalhos que formulam o problema de despacho hidrotérmico serão citados a seguir, por ordem cronológica:

Em Leite et al. (2002), como mencionado, é usada a técnica de AG para resolver o problema energético sem a consideração da rede elétrica. A técnica se mostrou eficiente para este tipo de problema e apresenta bons resultados para sistemas de grande porte.

Em Fuentes-Loyola et al. (2003) é usada programação semi-definida como técnica de solução do problema, a qual foi comparada ao Método de Lagrangeano Aumentado, que é o método usado como referência pelo autor para esse tipo de problema. A programação semi-definida mostra bons resultados, porém os autores do artigo advertem que a metodologia proposta precisa de ajustes. Cabe ressaltar que a rede elétrica também não foi considerada nesse trabalho.

Em Santos et al. (2008), Santos (2010) e Goncalves (2011), é utilizada abordagem estocástica, os quais são resolvidos pelo método de *progressive hedging* e comparados com o método da decomposição aninhada. Os artigos citados diferem entre si quanto a alguns melhoramentos, como aproximações que visam melhorar a convergência e pontos de partidas. Esses trabalhos consideram o custo de déficit e de intercâmbio, porém sem representação da rede elétrica.

Em Baslis et al. (2009) é realizada abordagem estocástica ao problema, onde os cenários de incerteza são modelados por Monte Carlo e utiliza processamento paralelo para solução. Os autores mesclam objetivos que versam sobre gerenciamento do volume dos reservatórios com alguns objetivos operativos tal como tempo de acionamento das unidades térmicas.

Fujisawa et al. (2014) e Martins et al. (2014) se preocupam com a rede elétrica e suas respectivas restrições de transmissão, verificando como elas influenciam no despacho adotado pelas usinas hidrelétricas. Fujisawa et al. (2014) faz a inserção da rede através de redes equivalentes enquanto Martins et al. (2014) a faz utilizando patamares de carga. Ambos fazem o balanço de potência ativa da rede (modelo linear) e apresentam como conclusão de que a inserção da rede é de extrema importância no curto prazo e altera de forma significativa o balanço hídrico.

Moraes (2016), como já citado, usa a técnica de AG para resolver o problema energético, inserindo a variabilidade da fonte eólica ao problema de coordenação hidrotérmica dividindo cada mês de estudo por seis patamares de carga. Ele conclui que a variabilidade das velocidades dos ventos pode influenciar os volumes das usinas de reservatórios.

Beltrán (2017) realiza uma abordagem estocástica ao problema cujo objetivo é o de reduzir o número de cenários de incerteza, que se mostrou muito eficiente quanto ao tempo computacional. Esse trabalho não inclui a rede elétrica ao problema.

Como pode ser observado, a inserção da rede elétrica no problema de coordenação hidrotérmica não é usual no horizonte de curto prazo. Na literatura, ela

é mais abordada para o horizonte diário ou semanal discretizado por horas. Alguns desses trabalhos são citados a seguir em ordem cronológica.

Kumar et al. (2011) dividem o problema em hidro e térmico onde aquele é resolvido por AG e este por técnica de iteração *lambda*. A consideração da rede elétrica é feita através de FPO linear. Essa abordagem garante que a solução encontrada é uma solução ótima global.

Takagima et al. (2012) resolvem o problema com as técnicas de Lagrangeano Aumentado (LA) e Relaxação Lagrangeana (RL), particionando o problema, onde a partir de uma solução viável primal por LA o outro problema é alimentado e resolvido por RL.

Paredes et al. (2015) resolvem o problema com a técnica de relaxação semidefinida introduzindo a formulação o *unit commitment*, essa abordagem considera a representação completa da rede elétrica para o horizonte diário.

Wu et al. (2019) resolvem o problema da otimização via Enxame de Partículas Modificado. O artigo afirma que a formulação clássica pode apresentar convergência prematura, sendo que para resolver esse problema os autores apresentam modificações em relação à representação canônica. A técnica é validada quando comparada a outras que possuem comportamento adequado ao problema.

Jian et al. (2019) realizam uma programação linear inteira-mista logarítmica onde as funções não lineares são linearizadas por parte. Os autores concluem que essa técnica é mais eficiente que a programação linear inteira mista.

Pode ser observado que mesmo na programação de curtíssimo prazo, as não linearidades da rede elétrica não são representadas, mas sim a representação da rede via balanço de potência ativa considerando o FPO linear.

O Plano Decenal de Expansão (PDE) prevê que a geração de energia através da fonte eólica combinada à solar podem representar até 16% da matriz energética brasileira em 2030, onde a maior parte será composta pela geração eólica. Esse aumento de penetração eólica, associado à sua variabilidade salientam a importância de estudar e agregar essa fonte de energia já nos estudos de planejamento e operação. Os trabalhos que consideram essa fonte e analisam seu impacto junto ao despacho hidrotérmico serão citados em ordem cronológica.

Em Wang et al. (2013), o problema do despacho é resolvido por Enxame de Partículas através do particionamento do problema em: hidro, eólico e térmico. Essa modelagem é adotada para o horizonte de curtíssimo prazo.

Em Karami *et al.* (2013) o problema de despacho hidrotérmico eólico é resolvido via programação inteira-mista, com horizonte de 1 semana discretizado por hora, tendo sido consideradas a intermitência e a volatilidade do regime de ventos. A função objetivo minimiza o custo de operação e serviços ancilares. Detalhes das unidades térmicas, hídricas e de previsão de ventos são consideradas além das restrições operacionais usuais;

Em Dubey *et al.* (2016) o problema é modelado via algoritmo de colônia de formigas. Os autores comparam essa técnica com outras técnicas mais usuais e afirmam que as soluções encontradas nessa formulação se aproximam dos obtidos na operação de sistemas reais.

Zhou *et al.* (2016) consideram as incertezas da energia eólica em um despacho hidrotérmico eólico resolvido via algoritmo de colônia de abelhas melhorado. A melhoria proposta está na representação detalhada das restrições hídricas.

Das *et al.* (2018) realizam um despacho hidrotérmico eólico probabilístico baseado no método de estimativa pontual. Sua principal contribuição é mostrar que, para o sistema adotado, quanto maior a penetração das fontes de energia renováveis, menor o custo médio de geração.

Em Asano Jr. (2018) realiza um despacho hidrotérmico com as fontes intermitentes eólica e solar com a finalidade da regularização das usinas de reservatório para um planejamento da operação ótimo. Nesse trabalho foi considerada uma nova estratégia evolutiva denominada ISBT, essa metodologia se mostrou eficaz para um problema discretizado mensalmente sem consideração da rede elétrica.

Dissociado do problema da coordenação hidrotérmica, o impacto da geração eólica vem sendo analisado de diversas formas. Alguns trabalhos que estudam o impacto dessa geração abordando especificamente questões elétricas da operação serão citados em ordem cronológica.

Em Li *et al.* (2013) é utilizado o método de colônia de abelhas híbrida com evolução diferencial para resolver um FPO linear. Os autores concluem que a técnica tem um bom comportamento e a formulação encontra o ótimo global.

Em Biswas *et al.* (2017) é implementado um FPO não linear que incorpora aspectos estocásticos da velocidade do vento e da radiação solar.

Rahmani et al. (2017) formulam um novo modelo que integra a energia eólica no fluxo de potência baseados nas incertezas dos cenários de ventos.

Biswas et al. (2018) usam o algoritmo de evolução diferencial para resolver um FPO com técnicas de manipulação das restrições, afirmando que esse algoritmo apresenta convergência rápida para sistemas de grande porte.

Mohagheghi et al. (2018) realizam um despacho em tempo real usando algoritmo de reconciliação.

Basicamente, esses trabalhos buscam introduzir no FPO linear a variabilidade da velocidade dos ventos, mas resolvendo o FPO por técnicas evolutivas a fim de simular o comportamento da geração eólica junto às redes elétricas.

Além da importância de se incorporar as fontes eólicas na operação em tempo real, o aumento desse tipo de geração também requer a inclusão de sua variabilidade em estudos de planejamento da operação a fim considerar sua intermitência e, assim, mitigar os elevados riscos de déficit em momentos de diminuição abrupta de geração eólica por decréscimo de velocidade de vento. Essa estratégia para se prover reserva operativa de prontidão adequada, denominada de alocação de reserva girante, já vem sendo abordada em trabalhos apresentados a seguir em ordem cronológica.

Em Zheng et al. (2015) é proposto um problema de comissionamento de unidades hidro, termoeletricas e reserva girante, cuja função objetivo minimiza custo das térmicas, incorpora perdas elétricas no balanço de carga (mas, sem representação da rede elétrica). As restrições englobam os limites operacionais das máquinas, restrições hídricas, restrições de reserva girante para cada geradora a cada período levando em consideração estudos prévios de Expectativa de Energia Não Suprida. O problema de otimização é resolvido pela técnica GSO (*Group Search Optimizer*).

Em Yuan et al. (2015) é introduzido o despacho de geração eólica em um problema hidrotérmico, cuja função multiobjetivo inclui minimização do custo de geração térmica, emissão de poluentes e custo dos geradores eólicos. O custo de geração eólica leva em consideração a incerteza da disponibilidade dos ventos, incorporando custo de sobre e subestimativa de geração eólica. Este valor advém da maior ou menor alocação de reserva girante em caso de escassez ou sobra de energia, respectivamente. As restrições envolvem balanço de potência (sem consideração da rede elétrica), limites operacionais convencionais e balanço hídrico.

O problema é resolvido pelos Algoritmos Genéticos Multiobjetivo NSGA III (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II*);

Em Unsihuay-Vila et al. (2015) formula-se um problema de otimização não linear inteira mista para alocação de reserva girante na programação da operação hidrotérmica eólica, utilizando representação linear da rede elétrica. A coordenação hidrotérmica eólica é resolvida via técnicas de decomposição lagrangiana.

Em Arantes (2017) é proposto um despacho hidrotérmico eólico diário, distribuído ao longo de 24 horas, onde se faz a alocação de reserva girante entre geradores hidráulicos e ou térmicos conforme disponibilidade concomitantemente ao despacho de geração utilizando representação não linear da rede elétrica. A reserva girante é alocada de modo a suprir uma percentagem da demanda e uma percentagem de previsão de energia eólica não gerada.

Basicamente, os trabalhos sobre alocação de reserva girante são descritos para sistema térmicos eólicos, com exceção do trabalho de Arantes (2017), que o faz para um sistema hidrotérmico eólico, mas para horizonte de 24 horas.

Analisando os trabalhos apresentados nesta revisão bibliográfica, percebe-se que os trabalhos abordam os problemas de forma dissociada. Por exemplo, para problemas de despacho hidrotérmico e horizonte de curto prazo, utilizam-se as mais diversas técnicas de solução, salientando-se as técnicas evolutivas e uso eventual da representação linear da rede elétrica. Já os trabalhos que envolvem o problema hidrotérmico eólico, a representação da rede elétrica é formulada no modo simplificado (modelo linear) e o FPO linear utilizado é resolvido por técnicas evolutivas. Alguns trabalhos procuram ainda prover confiabilidade aos sistemas com variabilidade de geração eólica através de provimento de reserva girante. Os trabalhos que abordam essas questões o fazem no horizonte diário e com consideração da rede elétrica com modelo linear e não linear.

Percebe-se, a partir desses estudos, que o planejamento e operação de um sistema hidrotérmico eólico envolve uma gama elevada de incertezas e interconexões temporais até então abordadas separadamente ou não abordadas. Por isso, propõe-se nesta tese a inclusão no modelo de despacho hidrotérmico eólico, tal como já modelado em Moraes (2016), entretanto, com representação mais detalhada da rede elétrica (inclusão das restrições não lineares).

Essa representação mais detalhada da rede elétrica permite realizar balanço de potência reativa da rede, o monitoramento do perfil de tensão e perdas por

transmissão, a fim de melhor considerar os gargalos existentes entre a geração e a carga.

Adicionalmente é realizada a inclusão de alocação de reserva girante já nesse horizonte de curto prazo, a fim de analisar o impacto que tal consideração tem nessa fase de estudo em um sistema como do porte do brasileiro.

Abordagens com a inclusão da rede elétrica não são usualmente adotadas para o planejamento da operação, porém estudos supracitados demonstram que a consideração dela já nos horizontes de médio prazo e longo prazo alteram significativamente as metas energéticas. Assim, esta tese tem como objetivo aprimorar a representação da rede elétrica além de inserir alocação de reserva girante a fim de contemplar o crescimento da geração eólica para o horizonte de curto prazo.

1.3 JUSTIFICATIVA

Como pode ser observado na revisão bibliográfica, a representação completa da rede elétrica ocorre usualmente no horizonte de diário com discretização horária. No entanto esse trabalho tem como objetivo inserir as restrições de transmissão de energia, restrições operativas das máquinas, magnitudes de tensão das barras do sistema, incorporar perdas elétricas de transmissão, alocar reserva girante por subsistema, incorporar regime de ventos ao longo de cada mês discretizado por patamares de carga no horizonte no horizonte anual discretizado por mês.

Este problema de otimização é resolvido utilizando diferentes técnicas de IA para resolver o balanço energético e o Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual para resolver o problema elétrico.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DESSA TESE

O modelo a ser proposto realiza despacho de energia e potência hidrotérmica eólica para horizonte de 12 meses em que a representação da rede elétrica é materializada através da inclusão de um FPO discretizado por três patamares de carga conforme proposto em Moraes (2016). As contribuições agregadas a esse problema de otimização são:

- Individualização das usinas hidráulicas com consideração de detalhamento hídrico, individualização das usinas térmicas e previsão de despacho eólico, tal como realizado em Moraes (2016), mas incluindo avanços na formulação original.

- Utilização de FPO não linear em substituição ao FPO linear que foi utilizado em Andriolo (2014) para horizonte de médio prazo e em Moraes (2016) para horizonte de curto prazo. A ideia é expandir a análise feita por Moraes (2016) que foca na importância de representar, já no curto prazo, as restrições elétricas referentes aos limites de linhas de transmissão e operacionais dos geradores. Em Moraes (2016), a representação das equações de balanço de potência ativa apenas utiliza modelo linear, já nesta tese o objetivo é utilizar a representação das equações de balanço de potência ativa e reativa não lineares, o que implica em atender a demanda juntamente com as perdas elétricas, considerar restrições de transmissão e, além disso, introduzir restrições de tensão. O FPO não linear é baseado no despacho hidrotérmico de um dia à frente discretizado por hora, proposto em Borges, Fernandes e Almeida (2011), o qual é adaptado para discretizações por patamares de carga;

- Expansão de análise realizada com FPO não linear visando além do despacho de potência ativa e reativa, também a alocação de reserva girante entre os geradores hidráulicos e térmicos. Para tanto, se baseia em modelo proposto em Arantes (2017) que faz despacho hidrotérmico eólico diário, com representação não linear da rede elétrica. Aqui tem-se o diferencial de já no curto prazo introduzir além da representação completa da rede elétrica, também a consideração do comissionamento de reserva operativa. A versão do FPO não linear de Arantes (2017) é aqui aprimorada pela inserção de informação referente aos carregamentos das linhas de transmissão que interligam os subsistemas da rede, de modo a alocar as reservas operativas de acordo com capacidades de transmissão entre os subsistemas.

Outra característica é a utilização de FPO linear alternativo tal como formulado por Yuan et al. (2018). Esta é capaz de incorporar ao despacho de potência ativa (como na clássica formulação do FPO linear), a realização do despacho de potência reativa com monitoramento das magnitudes de tensão. Essa proposta é adotada para o SIN, pois a formulação convencional não linear, apresenta matrizes de grandes dimensões e simétricas o que prejudica a convergência para sistemas de grande porte.

Por fim, a solução do problema de otimização proposto tem solução híbrida pois engloba uso de técnicas evolutivas e tradicionais. Para a determinação do ótimo da função objetivo multicritério que envolve tanto o problema hídrico quanto o problema elétrico, utiliza-se AG, tal como implementado em Moraes (2016). No entanto, a fim de testar técnicas inovadoras, propõe-se utilizar a técnica de Evolução Diferencial para aprimorar o desempenho na busca da solução ótima para o problema. Para solução do FPO apresentam-se além das formulações clássicas linear e não linear, uma formulação linear alternativa, sendo esses resolvidos através do Método dos Pontos Interiores, versão Primal-Dual.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esse trabalho é composto por cinco capítulos. No primeiro capítulo tem-se contextualização, objetivos e justificativa com revisão bibliográfica. No segundo, descreve-se a formulação matemática dos componentes térmicos, hidráulicos e eólicos. O terceiro apresenta a formulação do despacho hidrotérmico eólico de curto prazo via Algoritmos Genéticos e via Evolução Diferencial; FPO linear, FPO não linear, FPO linear alternativo e inserção de reserva girante. O capítulo 4 apresenta resultados e discussões, o capítulo 5 é destinado à conclusão desse trabalho e por último o capítulo 6 destinado aos trabalhos futuros.

2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DOS COMPONENTES HIDRÁULICO, TÉRMICO E EÓLICO

2.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo tem por finalidade descrever os principais componentes de um sistema de geração hidrotérmico eólico e apresentar seus respectivos modelos matemáticos aplicados ao planejamento da operação de sistema hidrotérmicos eólicos, os quais se baseiam em Cicogna (1999), Andriolo (2014) e Moraes (2016). Salientando que essa modelagem já foi adotada em Moraes (2016) com a mesma nomenclatura de variáveis.

2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS

O princípio básico de funcionamento de usinas hidrelétricas é utilizar a água armazenada nos reservatórios e transformá-la em energia cinética pela condução sob pressão através do conduto forçado ao conjunto de turbinas. As turbinas absorvem a energia cinética do fluxo de água, transformando-a em energia mecânica, a qual é transmitida através de um eixo ao gerador que por sua vez a transforma em energia elétrica (CICO GNA, 1999).

As definições básicas a serem utilizadas no trabalho supõem um horizonte de curto prazo (doze meses), discretizado mensalmente, ou seja, cada período t corresponde ao intervalo de um mês.

Para se obter o valor de energia fornecida pelas hidrelétricas é necessário determinar a vazão turbinada QC_i^t e a altura de queda líquida HL_i^t .

A altura de queda líquida, HL_i^t , é função que relaciona as alturas de queda bruta, HB_i^t , e das perdas, $H_{loss_i}^t$, tal como apresentado na equação (2.1). A altura de queda bruta é função da cota de montante do reservatório e da cota do canal de fuga, ver equação (2.2). E as perdas, conforme utilizado por Andriolo (2014), são função da queda bruta, equação (2.3).

$$HL_i^t = HB_i^t - H_{loss_i}^t \quad (2.1)$$

$$HB_i^t = H_{v_i}^t(V_i^t) - H_f^t(Q_i^t) \quad (2.2)$$

$$H_{loss_i}^t(Q_i^t) = c \cdot HB_i^t \quad (2.3)$$

Substituindo a equação (2.2) e a equação (2.3) em (2.1) encontra-se a equação (2.4)

$$HL_i^t = H_{v_i}^t(V_i^t) - H_f^t(Q_i^t) - c_i \cdot HB_i^t \quad (2.4)$$

onde

$H_v(V_i^t)$: polinômio que relaciona a cota do reservatório em relação ao nível do mar com o volume do reservatório i no período t ;

$H_f(Q_i^t)$: polinômio que relaciona a altura à jusante com a defluência total do reservatório i no período t ;

c_i : valor de perdas para cada reservatório i .

onde

$$H_{v_i}^t(V_i^t) = a_{pcv} + b_{pcv} \cdot V_i^t + c_{pcv} \cdot (V_i^t)^2 + d_{pcv} \cdot (V_i^t)^3 + e_{pcv} \cdot (V_i^t)^4 \quad (2.5)$$

$$H_f^t(Q_i^t) = a_{pqnj} + b_{pqnj} \cdot Q_i^t + c_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^2 + d_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^3 + e_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^4 \quad (2.6)$$

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio de cota montante, em que a_{pcv} é o termo independente;

$a_{pqnj}, b_{pqnj}, c_{pqnj}, d_{pqnj}, e_{pqnj}$: coeficientes do polinômio de cota jusante, em que a_{pqnj} é o termo independente.

Estes coeficientes são específicos de cada unidade geradora de energia.

A energia gerada para cada usina i no período t é:

$$EH_i^t = P_i^t \cdot NH^t \quad (2.7)$$

onde

EH_i^t : energia gerada por cada pela usina i no período t ;

NH^t : número de horas do período t .

A potência gerada, P_i^t , das máquinas hídricas pode ser definida na equação 2.8:

$$P_i^t = k_i \cdot HL_i^t \cdot QC_i^t \quad (2.8)$$

onde

QC_i^t : vazão turbinada (m^3/s) do reservatório i durante o período t (mês);

k_i : produtibilidade específica (MW/[(m³/s).m]) da usina i , obtida do rendimento médio da usina, $\eta_i^{médio}$, da aceleração da gravidade g (m/s²) e da massa específica da água, ρ (kg/m³), pela seguinte equação:

$$k_i = \eta_i^{médio} \cdot g \cdot \rho \quad (2.9)$$

Considerando que o período t corresponde a um mês, a energia gerada na usina, EH_i^t (MWh), obtida a partir da função de produção hidráulica é definida como:

$$EH_i^t = k_i \cdot HL_i^t \cdot QC_i^t \cdot NH^t \quad (2.10)$$

Como o volume para cada usina varia de um mês para outro, utiliza-se o valor médio de volume na equação (2.4) tal como descrito em (2.11):

$$VMED_i^t = \frac{V_i^{t-1} + V_i^t}{2} \quad (2.11)$$

onde

V_i^t : volume armazenado (hm^3) no reservatório i para o período t (mês).

Assim, substituindo 2.4 e 2.11 em 2.10 obtém-se a função de produção hidráulica expressa como:

$$EH_i^t = k_i \cdot [H_{v_i}^t(VMED_i^t) - H_{f_i}^t(QC_i^t) - H_{loss}] \cdot QC_i^t \cdot NH^t \quad (2.12)$$

As usinas hidrelétricas apresentam uma série de restrições operativas que devem ser consideradas no problema de otimização relacionado ao despacho energético de geração, tais como:

(i) limites na capacidade de armazenamento do reservatório:

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad (2.13)$$

onde

\overline{V}_i^t e \underline{V}_i^t : níveis máximos e mínimos do reservatório (hm^3) i no período t (mês).

(ii) limitações quanto à capacidade de turbinamento para o reservatório i :

$$\underline{QC}_i^t \leq QC_i^t \leq \overline{QC}_i^t \quad (2.14)$$

onde

\overline{QC}_i^t e \underline{QC}_i^t : vazões turbinadas máximas e mínimas (m^3/s) do reservatório i no período t (mês).

(iii) limites para vazão vertida do reservatório i :

$$0 \leq QVT_i^t \leq \overline{QVT_i^t} \quad (2.15)$$

onde

$\overline{QVT_i^t}$: vazão de vertimento máximo (m^3/s) do reservatório i no período t (mês).

Lembrando que a defluência total Q_i^t do reservatório i é a soma da vazão vertida QVT_i^t com a turbinada QC_i^t :

$$Q_i^t = QVT_i^t + QC_i^t \quad (2.16)$$

(iv) limites de defluência do reservatório i :

$$\underline{Q_i^t} \leq Q_i^t \leq \overline{Q_i^t} \quad (2.17)$$

onde

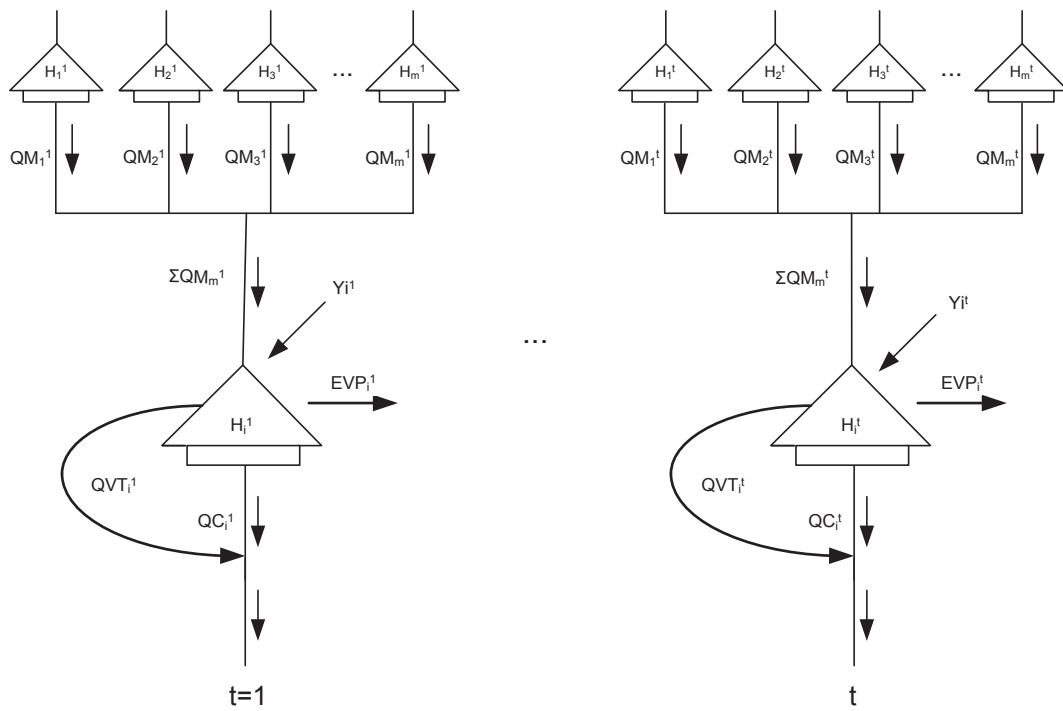
$\overline{Q_i^t}$ e $\underline{Q_i^t}$: respectivamente vazões de defluência máximas e mínimas (m^3/s) do reservatório i no período t (mês).

2.2.1 RESTRIÇÕES DE BALANÇO HÍDRICO

A seguir, descreve-se a equação de balanço hídrico, que relaciona o volume do reservatório com o volume do período anterior, as afluições do reservatório e as perdas.

A Figura 2.1 apresenta um modelo esquemático das principais variáveis envolvidas nas restrições de balanço de água. Nesse esquema ilustrativo, para cada mês t , existem m reservatórios (H_k^t com $k=1, \dots, m$) a montante do reservatório H_i^t , cuja soma das vazões defluentes (QM_k^t) somadas à vazão incremental afluenta do rio que forma o reservatório i (Y_i^t) compõem a vazão total que alimenta o reservatório H_i^t . Então, o volume do reservatório i no período t (V_i^t) depende das vazões totais que são a entrada ($\sum_{k \in \Omega_m} (QM_k^t) + Y_i^t$) e das que saem do reservatório, tais como valores de evaporação (EVP_i^t), vertimento (QVT_i^t) e vazão turbinada (QC_i^t). Os valores do instante $t+1$ dependem dos valores do instante t , ou seja, o volume do reservatório no instante $t+1$ depende do volume deixado no instante anterior t .

FIGURA 2.1: VARIÁVEIS ENVOLVIDAS NAS RESTRIÇÕES DE BALANÇO HÍDRICO



Fonte: Andriolo (2014)

As equações que descrevem o balanço hídrico para usinas classificadas como de reservatório, supondo o i -ésimo reservatório, no intervalo t

$$V_i^{t+1} = V_i^t - EVP_i^{t+1} + [Y_i^{t+1} + QM_i^{t+1} - Q_i^{t+1}] \cdot T^{t+1} \quad (2.18)$$

$$QM_i^{t+1} = \sum_{k \in \Omega_m} (QC_k^{t+1} + QVT_k^{t+1}) \quad (2.19)$$

$$Q_i^{t+1} = QC_i^{t+1} + QVT_i^{t+1} \quad (2.20)$$

$$EVP_i^{t+1} = A_i^{t+1} \cdot IEVP_i^{t+1} / 10^3 \quad (2.21)$$

onde

A_i^t : área do reservatório (km^2) i no período t (mês);

EVP_i^t : perdas por evaporação, infiltração, do reservatório (hm^3) i no período t (mês);

$IEVP_i^t$: índice de evaporação no reservatório i no período t (mm/mês);

QC_i^t : vazão turbinada do reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

QC_k^t : vazão turbinada do reservatório a montante da usina (m^3/s) i no período t (mês);

QM_i^t : soma de defluências de usinas a montante do reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

Q_i^t : vazão defluente (m^3/s) no reservatório i no período t (mês);

QVT_i^t : vertimento no reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

QVT_k^t : vertimento no reservatório (m^3/s) k no período t (mês);

V_i^t : volume do reservatório (hm^3) i no período t (mês);

T^t : é uma constante para cada período de estudo, cujo valor é $Smês/10^6$ e sua função é converter a unidade de vazão de m^3/s para $hm^3/mês$;

$Smês$: número de segundos do período t ;

Y_i^t : vazão incremental afluente total do reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

Ω_m : conjunto das usinas a montante da usina i .

A área do reservatório é calculada através do polinômio (área x cota) intrínseco de cada reservatório i , representado na equação (2.22).

$$\text{Área}_i^t(V_i^t) = a_{pcv} + b_{pcv} \cdot V_i^t + c_{pcv} \cdot (V_i^t)^2 + d_{pcv} \cdot (V_i^t)^3 + e_{pcv} \cdot (V_i^t)^4 \quad (2.22)$$

onde:

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio área cota, em que a_{pcv} é o termo independente.

Para usinas a fio d'água equação de continuidade é dada pela equação (2.23).

$$0 = [Y_i^{t+1} + QM_i^{t+1} - Q_i^{t+1} - EVPF_i^{t+1}] \cdot T^{t+1} \quad (2.23)$$

$$EVPF_i^{t+1} = AF_i^{t+1} \cdot IEVP_i^{t+1} / 10^3 \quad (2.24)$$

onde

AF_i^t : área do reservatório (km^2) a fio de água;

$EVPF_i^t$: perdas por evaporação, infiltração etc. (mm) para a usina a fio d'água i no período t (mês).

2.3 USINAS TERMELÉTRICAS

Nas usinas termelétricas, a energia elétrica é obtida por meio da transformação de energia térmica em energia mecânica que movimenta a turbina acoplada a um gerador.

A potência elétrica gerada pela usina térmica j no período t (mês) é representada por PGT_j^t , a qual está sujeita a limites máximos e mínimos de geração da usina térmica j :

$$\underline{PGT_j^t} \leq PGT_j^t \leq \overline{PGT_j^t} \quad (2.25)$$

onde

PGT_j^t : potência ativa gerada (MW) pela usina térmica j no período t ;

$\overline{PGT_j^t}$ e $\underline{PGT_j^t}$: limites máximos e mínimos respectivamente das usinas térmicas j no período t .

A função custo de geração associada à usina termelétrica pode ser expressa por uma equação de segundo grau:

$$C_j^t(PGT_j^t) = a_j^t \times (PGT_j^t)^2 + b_j^t \times PGT_j^t + c_j^t \quad (2.26)$$

onde

a_j^t : coeficiente quadrático de custo de geração para a usina j no período t ;

b_j^t : coeficiente linear de custo de geração para a usina j no período t ;

c_j^t : termo independente do custo de geração para a usina j no período t ;

C_j^t : custo de geração (\$/MW) da usina j no período t ;

2.4 USINAS EÓLICAS

A energia eólica provém da conversão da energia cinética contida nas massas de ar em energia cinética de rotação a qual é transformada em energia elétrica.

Os dados de ventos para o horizonte de 12 meses podem ser obtidos via técnicas de previsão. Nesse trabalho, os dados de ventos foram fornecidos pelo Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR), com características horárias e medidos à dez metros de altura.

Tal como modelado por Moraes (2016), a geração eólica foi obtida através da curva de potência de um aerogerador específico, o modelo ENERCON-48. Esse

aerogerador foi utilizado pois é o modelo de aerogerador adotado no parque eólico de Palmas de Palmas I.

Inicialmente a velocidade dos ventos foi corrigida para a altura da torre do aerogerador, levando em consideração o fator de rugosidade do terreno.

A potência eólica, $P_{geol_j^t}$, da usina eólica localizada na barra j e para o período t , depende diretamente da eficiência do motor, da área varrida das pás e do coeficiente de rendimento. Esses parâmetros são característicos de cada máquina para o ENERCON-48 que estão listados na tabela abaixo.

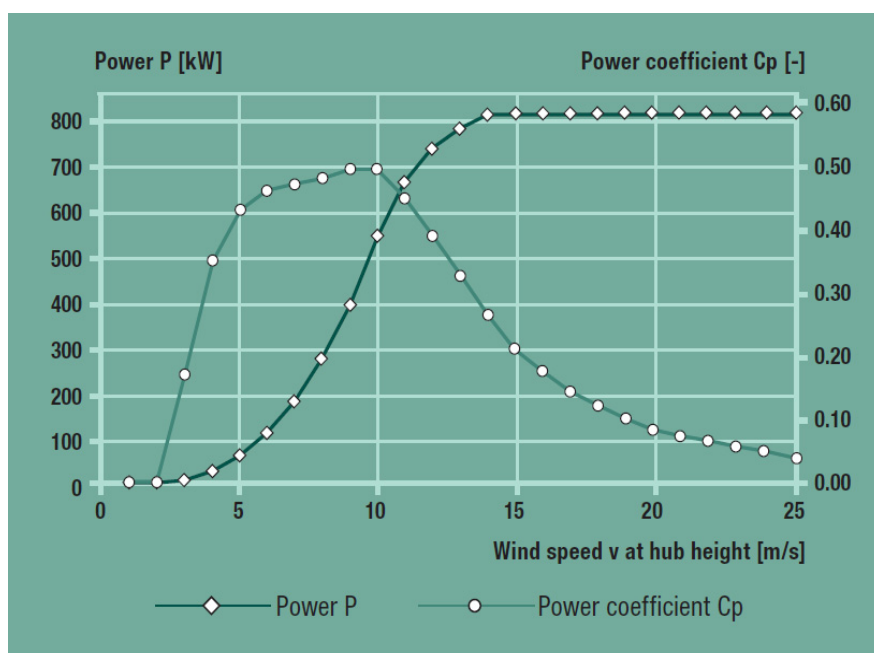
TABELA 2.1: PARÂMETROS DO AEROGERADOR-ENERCON E48 –800 KW

Parâmetros do aerogerador-ENERCON E48 –800 kW	
Potência média (kW)	800
Potência máxima (kW)	810
Velocidade na qual começa a gerar(m/s)	2
Velocidade onde a potência é máxima(m/s)	14
Velocidade máxima de geração de energia (m/s)	25
Velocidade máxima de resistência do vento (m/s)	50
Velocidade funcional do vento (m/s)	3 até 25
Altura da torre disponível (m)	50;60;75
Área varrida pelas pás (m²)	1810

FONTE: Catálogo ENERCON

De forma a representar o desempenho do aerogerador, o fabricante fornece sua curva de potência (Figura 2.2). Moraes (2016) propõe a linearização por partes dessa curva de potência ao invés da regressão polinomial, pois verifica-se que para as mesmas séries de ventos, as energias anuais geradas por ambas são muito próximas.

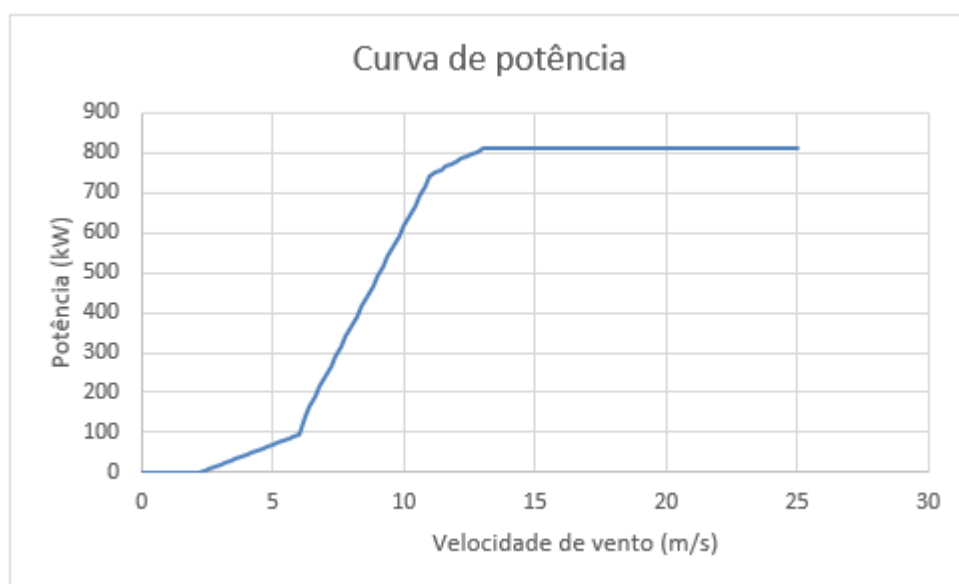
FIGURA 2.2: CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR ENERCON E48



FONTE: Catálogo ENERCON

A Figura 2.3 apresenta a curva de potência linearizada por partes através de regressões lineares obtidas através do Método dos Mínimos Quadrados.

FIGURA 2.3: CURVA DE POTÊNCIA OBTIDA APÓS LINEARIZAÇÃO POR PARTES



FONTE: O autor (2020)

A partir dos valores de potência eólica horários, eles são acumulados por patamar e por mês, gerando a energia eólica mensal discretizada por patamares, cuja potência média por patamar é fixada no despacho de potência (FPO).

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo teve por objetivo apresentar os principais componentes de um sistema hidrotérmico eólico, assim como o equacionamento das equações do balanço hídrico, dos limites operacionais e da geração eólica.

A seguir, passa-se à descrição da formulação matemática a ser utilizada para análise da rede elétrica, Capítulo 3.

3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DESPACHO HIDROTÉRMICO EÓLICO

3.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo tem o propósito de descrever a formulação matemática proposta para obtenção de despacho hidrotérmico eólico com consideração de representação não linear da rede elétrica, alocação de reserva girante e uso de evolução diferencial, ED, como técnica de solução da parte energética, além da já implementada AG conforme proposto em Moraes (2016) que utiliza versão linear do problema.

O problema de otimização a ser formulado consiste em maximizar os valores dos volumes dos reservatórios, concomitantemente com a minimização do custo de operação, atendimento à demanda e reserva girante e aos limites de transmissão, bem como outros critérios que serão discutidos nas seções subsequentes.

As usinas hidrelétricas e térmicas são modeladas individualmente e a rede elétrica é equacionada tanto por modelo linear quanto modelo não linear, sendo também inserida a alocação de reserva girante.

A geração eólica não despachável é obtida a partir de valores esperados de velocidade dos ventos ao longo de um ano, que uma vez aplicados aos dados técnicos dos aerogeradores, fornecem os valores horários de geração eólica. Esses valores são utilizados para discriminar a injeção de potência ativa e reativa para cada unidade eólica discretizada através de seus patamares de carga.

Tanto as velocidades dos ventos quanto as afluências mensais dos rios são obtidas de estudos prévios que não são foco desse trabalho.

O problema de otimização a ser apresentado usa estratégia de solução semelhante à de Moraes (2016), isto é, engloba numa só função objetivo o problema hídrico (que trata da questão energética), o problema elétrico (que trata do despacho de potência instantânea) que devem ser otimizados e adicionalmente a minimização dos desvios das metas energéticas advindas do horizonte de médio prazo, ou seja, a função objetivo principal do problema de otimização é formada pela soma de três avaliações:

$$fitness_total = fitness_hídrico + fitness_elétrico + fitness_meta \quad (3.1)$$

onde

fitness_hídrico: avaliação de aspectos hidráulicos;

fitness_elétrico: avaliação de aspectos elétricos;

fitness_meta: desvio das metas energética advindas do médio prazo.

Duas técnicas são escolhidas para minimizar a eq. (3.1): AG (GOLDBERG, 1989) e ED (STORN e PRICE, 1995) pois o problema é complexo, não-linear, não convexo e requer simulação intensiva.

3.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Para o problema do despacho hidrotérmico no curto prazo, são dados de entrada:

- ❖ Horizonte de estudo de um ano discretizado mensalmente em 3 patamares de carga;
- ❖ Série de afluência mensais;
- ❖ Meta de volume final de armazenamento dos reservatórios para o último período de estudo;
- ❖ Série de velocidade de ventos para o período de estudo;
- ❖ Informações hidráulicas, térmicas e operativas.

O objetivo do problema de curto prazo é:

- ❖ Minimizar:
 - Custos das térmicas;
 - Custo de *déficit* do sistema;
 - Custo de desvio das vazões turbinadas máximas;
 - Custo de vertimento.
- ❖ Considerando:
 - Patamares de carga;
 - Restrições de balanço hídrico considerando o turbinamento e o vertimento por patamar;
 - Restrições de atendimento à demanda para cada barra por patamar;
 - Alocação de reserva girante por patamar e por subsistema;
 - Representação completa da rede elétrica.

O resultado é uma política operativa para cada mês (volumes, vazões turbinadas e vertidas por usina hidráulica) e para cada patamar de carga (geração de potência hidráulica, reserva girante hidráulica e térmica por usina e corte de carga por barra).

As técnicas escolhidas para resolução do balanço hídrico usam algoritmos evolutivos, onde as populações são formadas por grupos de indivíduos cuja codificação e decodificação são apresentadas na seção a seguir.

3.3 ALGORITMOS EVOLUTIVOS

Para a operação de sistemas hidrotérmicos, a técnica de AG já é adotada amplamente. Isso é corroborado através do número de trabalhos que usam essa técnica como uma das possíveis soluções do problema.

Propõe-se a Evolução Diferencial como uma metaheurística que pode ter comportamento adequado para esse problema, sendo a comparação entre AG e ED um de seus objetivos.

A seguir, a técnica ED é apresentada com suas principais características bem como seu histórico. Quanto ao AG são feitos apenas um breve resumo e comparação direta. Nesta tese, para ambas as técnicas, adota-se a nomenclatura de indivíduo para os volumes e de população para o vetor que contém os indivíduos.

3.3.1 Evolução Diferencial

O algoritmo de Evolução Diferencial, ED, é um algoritmo de otimização proposto por Rainer Storn e Kenneth Price em 1995 (STORN E PRICE, 1995), que surgiu inicialmente para resolver um problema de ajuste polinomial de Chebychev.

Ele tem se mostrado adequado para resolver problemas com função objetivo não convexa, caso deste problema, possuindo a capacidade de encontrar o ótimo mesmo partindo de uma população inicial reduzida.

Nesse trabalho a população inicial consiste em um vetor unitário de tamanho $[nh.np,1]$. O valor unitário representa o volume das usinas com reservatório cujos valores devem ser maximizados, ou seja, o que foi estabelecido como um dos objetivos do problema. O algoritmo deve encontrar uma solução para o cenário de

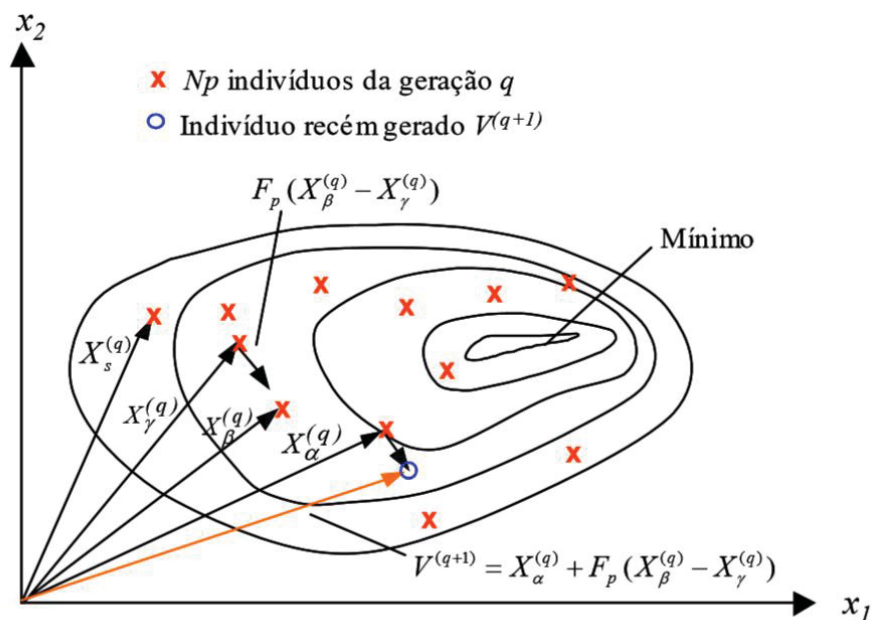
vazões simulado, mantendo o maior volume de água possível armazenado nos reservatórios.

Tal como no AG, as próximas gerações passam por processos de combinação entre os melhores indivíduos para gerar novas populações. Essas operações são sequenciais a fim de orientar a convergência do problema na direção de um ponto ótimo.

Para entender o processo de formação dos indivíduos, assim como o encadeamento de eventos, as operações que ocorrem na ED como: mutação, cruzamento e seleção, serão demonstradas. Essas operações têm como princípio a evolução natural, entretanto, diferentemente da AG, a técnica de ED se preocupa em manter a diversidade nas populações futuras geradas, o que impede a convergência prematura do problema.

No operador que promove a mutação, cada indivíduo é modificado através da adição da diferença vetorial ponderada entre dois indivíduos aleatórios da população com relação a um terceiro indivíduo. A ponderação dessa diferença é feita através de um fator de perturbação real positivo, F , definido na parametrização. O processo descrito pode ser observado na Figura 3.1.

FIGURA 3.1: PROCESSO PARA GERAR O VETOR DOADOR



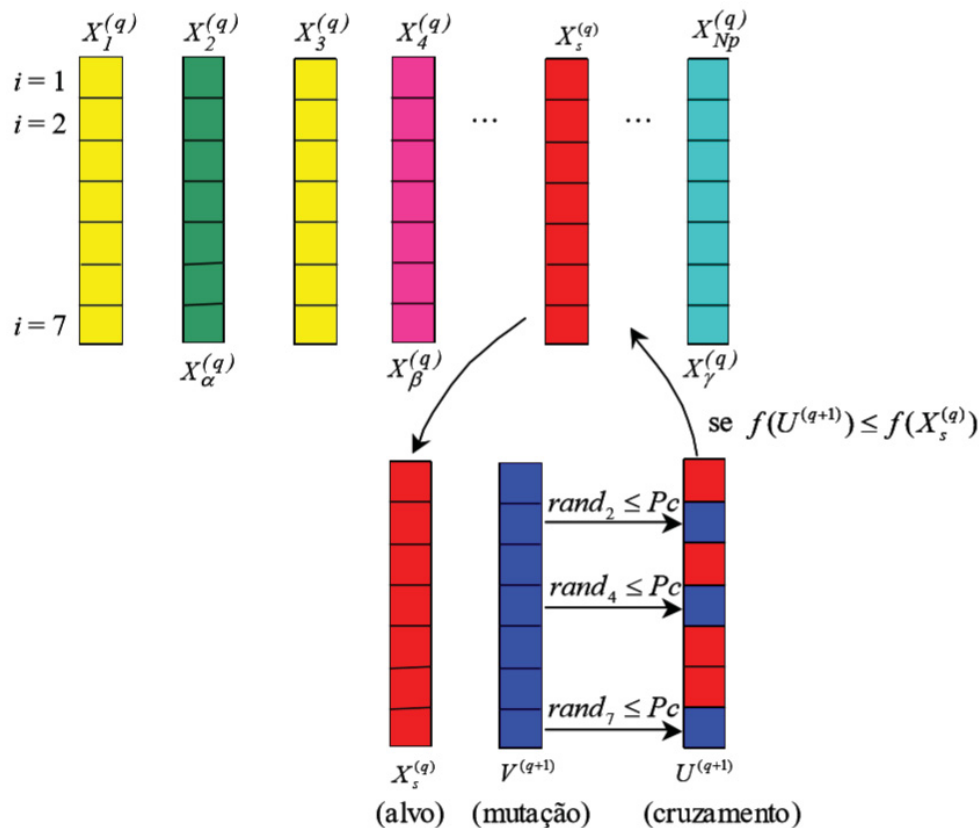
FONTE: Oliveira (2006)

O cruzamento, também conhecido como *crossover*, é introduzido para aumentar a diversidade dos indivíduos que sofreram a mutação (PRICE, 1999). Assim, a população e os vetores modificados na mutação trocam atributos para formar um novo vetor experimental.

Para garantir que essa troca ocorra em pelo menos uma variável, deve-se selecionar, anteriormente à geração de um novo indivíduo, um dos componentes do mesmo, denominado vetor alvo, onde a mutação é realizada independentemente da probabilidade de cruzamento CR para gerar um vetor experimental como pode ser observado na Figura 3.2. que ilustra o processo de mutação binomial de uma população de sete indivíduos.

A probabilidade de cruzamento é definida como dado de entrada pelo usuário e contida no intervalo de $[0, 1]$. Esse parâmetro controla as informações das gerações anteriores que passarão aos novos indivíduos.

FIGURA 3.2: ILUSTRAÇÃO DO PROCESSO DE MUTAÇÃO BINOMIAL



FONTE: Oliveira (2006)

A seleção é o processo privilegia os melhores membros da população. Se o indivíduo gerar um melhor valor de *fitness* do que o indivíduo da população advinda do cruzamento, então aquele indivíduo passa para a próxima população. Ou seja, diferentemente do AG, o ED não usa a hierarquia como critério de seleção.

Existe uma série de mecanismos de mutação que estão descritos na Tabela 3.1. Cabe ressaltar que a forma como ocorre a mutação impacta diretamente na formação dos novos indivíduos. A melhor estratégia de mutação adotada depende das características do problema e não se pode prever qual tem melhor comportamento de evolução. Neste trabalho, foram implementadas 10 configurações (Tabela 3.2).

Como consta na terceira coluna da Tabela 3.1, a representação das estratégias de evolução segue uma taxonomia fixa: DE/mecanismo- de seleção/número-de-diferenças/ modelo-de-recombinação, onde os mecanismos de seleção podem ser *rand*, associado à aleatoriedade, ou *best*, associado ao melhor valor de *fitness* da população. Já o número-de-diferenças, indica o número de diferenças ponderadas realizadas. E, por último, o modelo de recombinação indica como o operador cruzamento é aplicado, o qual pode ser exponencial (exp), ou binomial (bin).

TABELA 3.1: REPRESENTAÇÃO DOS MECANISMOS DE MUTAÇÃO NO ALGORITMO DE ED

Estratégia	Representação	Mecanismo de Mutação
1	$x^{j+1} = x_{best}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j)$	DE/BEST/1/EXP
2	$x^{j+1} = x_{\kappa_3}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j)$	DE/RAND/1/EXP
3	$x^{j+1} = x_{old}^j + F(x_{best}^j - x_{old}^j) + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j)$	DE/RAN-TO-BEST/2/EXP
4	$x^{j+1} = x_{best}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j) + F(x_{\kappa_3}^j - x_{\kappa_4}^j)$	DE/BEST/2/EXP
5	$x^{j+1} = x_{\kappa_5}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j) + F(x_{\kappa_3}^j - x_{\kappa_4}^j)$	DE/RAND/2/EXP
6	$x^{j+1} = x_{best}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j)$	DE/BEST/1/BIN
7	$x^{j+1} = x_{\kappa_3}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j)$	DE/RAND/1/BIN
8	$x^{j+1} = x_{old}^j + F(x_{best}^j - x_{old}^j) + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j)$	DE/RAND-TO-BEST/2/BIN
9	$x^{j+1} = x_{best}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j) + F(x_{\kappa_3}^j - x_{\kappa_4}^j)$	DE/BEST/2/BIN
10	$x^{j+1} = x_{\kappa_5}^j + F(x_{\kappa_1}^j - x_{\kappa_2}^j) + F(x_{\kappa_3}^j - x_{\kappa_4}^j)$	DE/RAND/2/BIN

FONTE: Lobato (2011)

Um dos pontos mais sensíveis para aplicação da ED é encontrar a combinação ótima entre os dados de entrada para que o problema encontre a solução com o menor custo computacional.

Os parâmetros a serem configurados para a ED são

- F (fator de perturbação);
- CR (probabilidade de cruzamento);
- NP (tamanho da população).

A literatura indica valores reais de contidos entre $[0, 2]$ para o fator de perturbação, valores reais entre $[0, 1]$ para probabilidade de cruzamento e o tamanho da população maior que 4 para garantir um comportamento adequado da técnica (LOBATO, 2011), (OLIVEIRA, 2006) e (BRANDÃO, 2014).

3.3.2 Algoritmos Genéticos

O AG é um método de solução de problemas de otimização baseado no processo de seleção natural, que descreve seus processos evolutivos baseados em processos biológicos. (HOLLAND, 1975). Os processos evolutivos de seleção, mutação e cruzamento são muito parecidos aos descritos na seção anterior.

A otimização via AG consiste em, a partir de uma população inicial (que pode ser especificada ou gerada de forma pseudoaleatória), avaliar cada indivíduo que compõe essa população inicial pela atribuição de uma nota (*fitness*). Os indivíduos que possuírem as melhores notas, são chamados de pais e estão selecionados para compor uma nova população na próxima geração. Cabe ressaltar que essa é a principal diferença entre o AG e o DE, pois aquela usa a hierarquia como critério de seleção.

Essa nova população que é gerada é formada através da mutação ou cruzamento de seus indivíduos (pais da população anterior). Essas operações têm como objetivo diversificar a população mantendo as características dos indivíduos que deram origem a ela (SZUVOVIVSKI, 2008).

Esse processo de avaliação dos indivíduos, seleção dos indivíduos pais e cruzamento ou mutação para geração de seus filhos é repetido até o critério de parada pré-definido pelo usuário ser satisfeito. Os critérios de parada podem ser: número de gerações, *fitness* especificado ou número de gerações a partir do qual a nota do indivíduo não melhora.

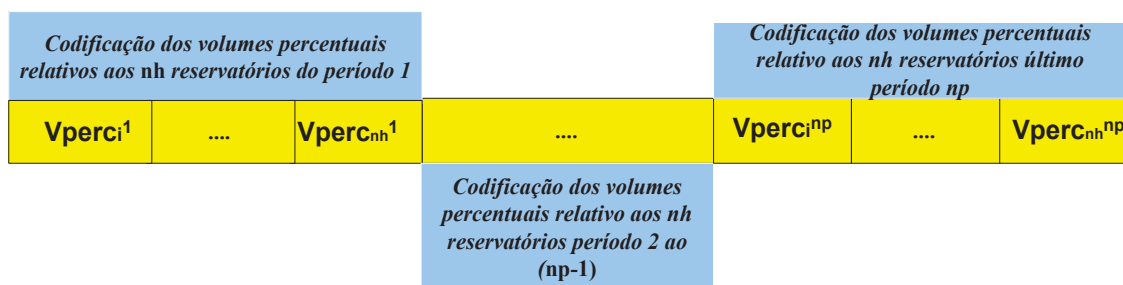
3.4 CODIFICAÇÃO E DECODIFICAÇÃO DO INDIVÍDUO

As técnicas AG e ED requerem a determinação dirigida ou pseudoaleatória de uma população inicial de indivíduos. Esses indivíduos são modificados ao longo das gerações através dos operadores que têm como principal objetivo obter o indivíduo mais bem adaptado ou, em outras palavras, a melhor solução para o problema englobado na equação (3.1) que representa a função objetivo do problema em questão.

Neste trabalho, foi adotada a codificação do indivíduo proposta por (ASANO *et al.*, 2011) que representa os volumes dos reservatórios a serem otimizados. No mesmo, cada gene do indivíduo representa os percentuais de volumes armazenados nos reservatórios para cada período do horizonte de estudo. Assim, os volumes percentuais (V_{perc}) a serem otimizados de cada indivíduo estão sempre dentro do intervalo 0 e 1, onde 0 corresponde aos volumes mínimos e 1 corresponde aos volumes máximos dos reservatórios.

A Figura 3.3 ilustra a estrutura de um indivíduo para um caso em que existem np número de períodos (meses) e nh número de reservatórios.

FIGURA 3.3: ESTRUTURA DA CODIFICAÇÃO DE UM INDIVÍDUO



FONTE: Adaptado de Andriolo (2014)

Cada indivíduo é representado pelos volumes percentuais de cada reservatório para cada período do horizonte de estudo. A dimensão desse indivíduo é dada pela multiplicação de np períodos de estudo por nh número de reservatórios.

A população inicial pode ser especificada pelo usuário ou pode ser gerada de modo pseudo-aleatório, desde que os limites impostos entre 0 e 1 sejam atendidos.

Assim, a partir dos dados de entrada (que serão a seguir descritos) e da geração de indivíduos, eles são decodificados de modo a fornecer os valores de volume de cada reservatório para cada mês.

Cada gene do indivíduo corresponde ao volume percentual do volume real a que o gene se refere e se baseia nos volumes máximos e mínimos dos reservatórios, tal como proposto em (ASANO *et al.*, 2011).

A seguir, tem-se o exemplo do processo de decodificação de um gene de um indivíduo (ANDRIOLO, 2014).

Considere um gene de um indivíduo que corresponde ao mês $t=1$ e usina $i=1$:

$$\overline{V}_1^1 = 17.190 \text{ hm}^3$$

$$\underline{V}_1^1 = 4.669 \text{ hm}^3$$

$$Vperc_1^1 = 90\%$$

onde

\overline{V}_1^1 , \underline{V}_1^1 e $Vperc_1^1$: valores máximo, mínimo e percentual de volume para mês $t=1$ e usina $i=1$, respectivamente.

O valor do volume real para esse caso exemplo é calculado do seguinte modo:

$$V_1^1 = \underline{V}_1^1 + (\overline{V}_1^1 - \underline{V}_1^1) \cdot Vperc_1^1$$

$$V_1^1 = 15.937 \text{ hm}^3.$$

Esse processo é repetido para todos os genes de todos os indivíduos da população.

Antes de se descrever a formulação matemática do despacho hidrotérmico eólico embutido na equação (3.1), apresentam-se os parâmetros de entrada do problema necessários para decodificar os indivíduos que são obtidos ao longo do processo iterativo realizado tanto pelo AG quanto pelo ED. A partir da decodificação, avalia-se o desempenho deles, armazenando-se a melhor solução de despacho que corresponde ao menor valor de *fitness_total*.

Assim como adotado em Andriolo (2014) e Moraes (2016), os dados de entrada são:

- (i) Os que se referem ao sistema físico a ser simulado, tais como: número de reservatórios, limites operativos dos reservatórios, configuração da

- cascata, dados de evaporação, tipo de reservatório, limites operativos das máquinas, produtividade média das usinas hidrelétricas, número de subsistemas, número de linhas e barras, dados de carga, linhas de intercâmbio e seus limites operativos, número de unidades geradoras térmicas, limites operativos da térmica e sua localização no sistema;
- (ii) Os que se referem a diferentes configurações de um mesmo sistema elétrico em estudo: histórico de afluições; dados de carga, dados de geração eólica advindos de perfil de ventos analisado;
 - (iii) Os dados configuráveis que são utilizados para escolha de início de análise, cenários e outros, tais como apresentados na Tabela 3.1.

TABELA 3.2: DADOS CONFIGURÁVEIS CLASSIFICADOS QUANTO A SUA FINALIDADE

Dados configuráveis
Número de períodos de estudo
Ano de início de estudo
Utilização da geração térmica na base (<i>flat</i>) ou acompanhando a demanda
Número de patamares de carga
Volume inicial dos reservatórios
Limites operativos das máquinas
Percentuais de reserva girante exigidos
Produtibilidade média das usinas hidrelétricas
Parâmetros dos AG ou ED

FONTE: Adaptado de Andriolo (2014)

3.5 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO ACOPLAMENTO ELÉTRICO ENERGÉTICO DO PROBLEMA HIDROTÉRMICO EÓLICO

O problema de despacho hidrotérmico eólico de curto prazo é formulado como um problema composto por cinco critérios de otimização, os quais estão divididos em duas etapas: uma relativa ao problema hídrico (energético) e outra ao problema elétrico (potência).

No problema energético, consideram-se na função multiobjetivo três critérios. O primeiro refere-se à minimização de vertimento, o segundo à minimização dos desvios dos volumes em relação ao volume que corresponde à altura de queda efetiva

e o terceiro à minimização do desvio de volume final de reservatório em relação a um valor pré-estipulado pelo usuário.

No problema elétrico, consideram-se a minimização do custo de geração térmica, custo de *déficit* de geração e ou minimização do custo de reserva girante, os quais podem ser calculados via FPO linear ou não linear.

A decodificação dos genes de cada indivíduo fornece os volumes de cada reservatório do sistema em análise. A partir desses volumes, calculam-se as defluências totais para cada reservatório para cada mês de estudo aplicando-se a equação (2.16).

A defluência total é definida como sendo a soma da vazão turbinada e da vazão vertida. Entretanto, é preciso estabelecer uma heurística capaz de quantificar as parcelas de vazões turbinadas e vertidas que compõem a defluência total.

A proposta adotada por Andriolo (2014) e Moraes (2016) que realizam dois FPOs para cada indivíduo, ou seja, um primeiro FPO que calcula como se toda a defluência fosse turbinada, obtendo-se o que foi batizado de supermeta que tem como objetivo obter um conjunto de metas superiores à carga do sistema e, em seguida, um segundo FPO é executado para se reajustar essas supermetas. Diferentemente desses trabalhos que são precursores desta tese, aqui se propõe a avaliação e adequação prévia da defluência total em função dos parâmetros das máquinas, assim descartando os indivíduos que possam gerar soluções inviáveis e realizando apenas uma simulação de FPO.

Esse valor de defluência total é calculado em função dos indivíduos gerados através de algoritmos evolutivos que possuem como característica principal a pseudo-aleatoriedade. Sendo assim é possível que a defluência total calculada seja menor que a vazão mínima turbinada de qualquer usina em qualquer período. Caso isso ocorra, a função objetivo assume um valor muito alto, descartando esse indivíduo. Cabe notar que este teste é realizado para as usinas que possuem reservatório.

Caso a defluência total seja superior à vazão turbinada máxima, então deve-se verificar seus valores junto aos limites de vazões turbinadas de cada máquina, como pode ser observado na Tabela 3.3.

TABELA 3.3: ADEQUAÇÃO DA DEFLUÊNCIA TOTAL AOS LIMITES OPERATIVOS DAS MÁQUINAS

Se	Então
$Q_i^t < QCmin_i^t$	$fitnes_total=10^9$
$Q_i^t > QCmax_i^t$	$QC_i^t = QCmax_i^t$

FONTE: O autor (2020)

O passo seguinte consiste em aplicar o valor da vazão turbinada de cada máquina à correspondente equação de produtividade que fornece o valor de potência ativa gerada por ela e, conseqüentemente, a energia disponível por cada usina hidrelétrica ao longo de cada mês de estudo (eq. 2.10).

A meta hidráulica é calculada através dessa vazão turbinada total já adequada aos limites operativos das máquinas hidráulicas.

Como normalmente os problemas energético e elétrico são tratados de modo dissociado, pode haver incompatibilidade nos limites operativos das usinas hidrelétricas. Por exemplo, a vazão turbinada máxima pode gerar uma potência hidráulica maior em uma determinada barra de geração que o limite operativo nominal do gerador. Para resolver esses problemas de incompatibilidades, decidiu-se calcular os valores de potência gerada hidráulica máxima e mínima por barra em função dos valores de vazão turbinada máxima e mínima, respectivamente. Este cálculo foi realizado através da equação 2.8.

Uma vez calculados os valores de metas hidráulicas que são compatíveis com os limites de geração das máquinas, deve-se verificar se essas metas hidráulicas, juntamente com potencial térmico e eólico, são capazes de suprir a demanda ao longo de cada mês, que é discretizada em patamares (pesado, médio e leve) satisfazendo todas as restrições elétricas da rede.

O problema elétrico é resolvido via Fluxo de Potência Ótimo (FPO), discretizado por patamares, que tem por objetivo obter o despacho de geração hidráulica (conforme a meta fornecida pela decodificação do indivíduo) e geração térmica para cada patamar. Caso não seja possível fechar o balanço, a formulação inclui o cálculo de corte de carga necessário de modo a também satisfazer os limites de carregamento das linhas de transmissão. Caso se utilize a formulação não linear do FPO, também há necessidade de se satisfazer os limites de tensão da rede elétrica.

O FPO linear será detalhado na seção 3.6, o FPO não linear na seção 3.7 e o FPO linear alternativo na seção 3.8.

Caso algum período não atenda às restrições elétricas, o *fitness_total* assume um valor muito alto, *fitness_total*= 10^9 , descartando então o indivíduo.

Se todos os períodos apresentam convergência quanto ao problema elétrico, o valor de potência ativa gerada para cada usina é aplicada na equação 2.8 para que se possa obter o valor da vazão turbinada de cada usina efetivamente utilizada e, como consequência, a equação 2.16 fornece a vazão vertida para cada usina a cada período.

De posse dos valores dos volumes dos reservatórios, metas energéticas, vazões turbinadas e vertidas de cada usina hidrelétrica para cada mês, do indivíduo em análise, passa-se ao cálculo da avaliação deste indivíduo em três etapas:

- (i) Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos hídricos (*fitness_hídrico*) ,
- (ii) Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos elétricos (*fitness_elétrico*) e
- (iii) Avaliação do indivíduo quanto aos desvios das metas energéticas advindas do médio prazo (*fitness_meta*)

A função de avaliação total é obtida pela soma dessas três avaliações, eq. (3.1), a qual deve ser minimizada ao longo de todo processo de geração de novos indivíduos até a convergência e obtenção de uma solução ótima.

A minimização da equação (3.1) pode ser resolvida via AG ou ED dependendo do método de otimização adotado pelo usuário. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada e, para cada indivíduo, é calculado um índice de desempenho ($fo = fitness_total$) que reflete sua habilidade. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características, através da recombinação e das mutações, gerando descendentes para a próxima geração que, de alguma forma, mantêm as características da geração anterior, possibilitando a variabilidade dos indivíduos na população.

3.5.1 Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos hídricos

A parcela da função de avaliação relativa aos aspectos hídricos do problema é composta pelas seguintes parcelas:

$$fitness_hídrico = W_{def} \cdot f_{def} + W_{vol} \cdot f_{vol} + W_{vfinal} \cdot f_{vfinal} \quad (3.2)$$

onde

W_i : pesos que podem assumir valores maiores ou iguais a zero. Sua função é de atribuir maior ou menor importância aos critérios e otimização;

f_{def} : função violação do limite de defluência. Se, para qualquer indivíduo, houver vazão turbinada, calculada após o FPO, abaixo da vazão turbinada mínima f_0 assume um valor extremamente alto e esse indivíduo é descartado, não sendo realizado o cálculo dos outros critérios da função objetivo;

f_{vol} : somatórios dos desvios dos volumes em relação ao volume que corresponde à altura de queda efetiva. Esse critério tem a finalidade de manter os volumes dos reservatórios em níveis mais próximos possíveis da operação ótima com respeito à produtividade da turbina;

f_{vfinal} : desvio de volume final de reservatório em relação a um valor pré-estipulado pelo usuário. Esse critério tem a função de se alcançar valores de volumes adequados ao final do horizonte de estudo.

A seguir, descrição de cada critério de avaliação.

-Violação de defluência

Após o cálculo do despacho de geração hidrotérmico, obtido via FPO, que utiliza as metas advindas da decodificação do indivíduo, podem ocorrer algumas situações descritas a seguir.

As metas não são despachadas, o que pode fazer com que as vazões turbinadas das usinas a fio de água estejam abaixo da vazão turbinada mínima; por outro lado, pode haver máquinas hidráulicas que turbinam mais que a vazão defluente gerando vazão de vertimento negativa, sendo que nenhum desses casos é solução do problema.

No entanto, a eliminação do indivíduo nos dois cenários descritos acima não permite a evolução para uma solução viável. Sendo assim, optou-se por eliminar o indivíduo que gerar vazão turbinada abaixo da mínima e apenas penalizar o indivíduo que gerar vertimento. Cabe reiterar que a eliminação do indivíduo é encarada como não convergência do problema, enquanto a penalização é uma má avaliação do indivíduo.

Quanto às penalizações de vertimento existem duas situações críticas, quando o vertimento é abaixo de zero e quando o vertimento ocorre em cenários que o volume do reservatório não esteja no máximo:

- Quando o vertimento é menor que zero, faz-se uma varredura em todos as vazões vertidas de todas as usinas em todos os períodos quando essa situação é detectada para então ser acumulado uma ocorrência no vetor de ocorrências referente à essa situação. O somatório de ocorrências é penalizado com peso 10^6 . O objetivo é fazer com que o vetor de ocorrência evolua de tal forma que o somatório seja zero.

- Uma outra penalidade também é aplicada quando o vertimento é maior que zero, porém o volume do reservatório está abaixo de 98% de sua capacidade máxima. Quando essa situação é detectada, então uma ocorrência é adicionada ao vetor de ocorrências, relativa a essa situação, sendo que o somatório é penalizado com peso 10^4 .

As regras de penalizações dos limites de vertimento e de vazões estão descritos na Tabela 3.4.

TABELA 3.4: REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE VERTIMENTO E VAZÃO MÍNIMAS PARA CADA PERÍODO

Se	Então
$QVT_i^t > 0 \text{ e } volPercentual \leq 0,98$	$QVT^+ = \left(\sum_{t=1}^{np} \sum_{i=1}^{nh} n^o \text{ de ocorrências} \right) \cdot 10^4$
$QVT_i^t < 0$	$QVT^- = \left(\sum_{t=1}^{np} \sum_{i=1}^{nh} n^o \text{ de ocorrências} \right) \cdot 10^6$
$QC_i^t < QCmin_i^t$	$f_o = 10^9$

FONTE: O autor (2020)

Se f_{def} assumir valor elevado, 10^9 , então nenhum outro valor da função multiobjetivo é calculado e o indivíduo é descartado.

Uma vez obtidos os valores de vertimento, eles são somados a fim de se minimizar os valores vertidos pelas usinas:

$$f_{def} = QVT^+ + QVT^- + \sum_{t=1}^{nh} \sum_{i=1}^{np} (QVT_i^t) \quad (3.3)$$

onde

QVT_i^t : vazão vertida do reservatório i no período t ;

QVT^+ : penalização referente ao vertimento positivo

QVT^- : penalização referente ao vertimento negativo

np : número de períodos.

Ao final do processo, espera-se que não ocorra vertimento negativo, pois isso caracteriza uma solução não factível do problema. Esse fato fica evidenciado pela magnitude do valor calculado pelo critério f_{def} . Espera-se que haja vertimento apenas quando o volume das usinas de reservatório esteja maximizado. As penalizações descritas foram adotadas para que o indivíduo possa evoluir para uma solução factível e adequada.

- Desvios dos volumes efetivos

Devem ser verificados, conforme a regra da Tabela 3.5, os reservatórios cujos volumes diferem do volume que corresponde à altura de queda efetiva.

TABELA 3.5: REGRA PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE VOLUME PARA O PERÍODO

Se	Então
$V_i^t \neq V_{efetivo}^t$	Violação $V_i^t = V_{efetivo}^t - V_i^t $

FONTE: Andriolo (2014)

Uma vez obtidas as violações de volume de todos os reservatórios para cada mês, pode-se obter o valor de violação de volume total do sistema durante todo o horizonte de estudo através da seguinte equação:

$$f_{vol} = \sum_{t=1}^{np} \sum_{i=1}^{nh} (\text{Violação } V_i^t). \quad (3.4)$$

A função desse critério é a de procurar manter os reservatórios em níveis elevados.

- Desvio de volume final do reservatório

Ao final do período de planejamento, deseja-se que o reservatório esteja com determinado volume armazenado que é pré-definido pelo operador.

Como utilizado em Andriolo (2014) e Moraes (2016), adota-se que o volume final (V_i^{np}) deve ser:

- $V_i^{np} = 0,8 V_i^{max}$

A verificação dos volumes finais dos reservatórios se dá conforme a Tabela 3.6.

TABELA 3.6: REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DE VOLUME FINAL PARA O PERÍODO I FINAL

Se	Então
$V_i^t = V_i^{np}$	Violação $V_i^{np} = 0$
$V_i^t \neq V_i^{np}$	Violação $V_i^{np} = V_i^{np} - V_i^t $

FONTE: Andriolo (2014)

Uma vez obtidos os valores das violações de volume final para o último período de cada reservatório, pode-se obter o valor de violação de volume total do sistema:

$$f_{vfinal} = \sum_{t=i}^{nh} (\text{Violação } V_i^{np}). \quad (3.5)$$

A função desse critério é a de procurar manter os reservatórios os mais próximos possíveis de valores pré-determinados que não sejam necessariamente os valores máximos.

3.5.2 Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos elétricos (*fitness_elétrico*).

Para avaliação do problema elétrico que envolve o despacho das usinas hidrelétricas e térmicas de modo a satisfazer as restrições operacionais da rede, pode-se utilizar a formulação matemática clássica de um Fluxo de Potência Ótimo

(FPO) linear ou não linear, o qual é discretizado segundo $npat$ patamares de carga desejados.

O FPO tem por finalidade despachar as usinas hidrelétricas e térmicas ao mesmo tempo em que verifica se as metas energéticas advindas da decodificação do indivíduo (subseção 3.4.1) são adequadas para atendimento da demanda e das restrições elétricas do sistema ao longo de diferentes patamares de carga.

Os critérios de otimização adotados no FPO são: minimização do custo de geração térmica e de *déficit* de geração (ou corte de carga).

A representação de corte de carga é a mesma utilizada em Moraes (2016), ou seja, são inseridos geradores fictícios junto a cada barra de carga, com alto custo, de modo que eles gerem potência quando não é possível atender toda a carga ou quando há restrições elétricas que não podem ser satisfeitas. Assim, geração fictícia ou corte de carga sinaliza que as metas energéticas não são adequadas ao problema.

O FPO é executado para cada mês de estudo, t , tendo como dados de entrada: as metas energéticas de cada usina (EH_i^t), obtidas da decodificação dos indivíduos, e os valores de geração eólica (obtidos a partir de dados históricos).

Os dados de saída do FPO referentes aos valores de despacho de geração são:

- PGH_j^{pat} : geração de potência ativa na usina hidrelétrica j durante patamar pat ;

- PGT_j^{pat} : geração de potência ativa na usina térmica j durante patamar pat ;

- $Pfic_j^{pat}$: geração de potência ativa fictícia na barra de carga j durante patamar pat .

Outros dados de saída do FPO referem-se aos valores de tensão nodal, os quais são utilizados para se calcular os fluxos de potência que circulam pelas linhas de transmissão.

A função objetivo do FPO e que também compõe a função de avaliação do problema elétrico é:

$$fitness_elétrico = W_c \cdot f_c + W_{def} \cdot f_{cc} \quad (3.6)$$

onde

W_i : pesos que podem assumir valores maiores ou iguais à zero, para atribuir importância às funções;

f_c : função custo das térmicas;

f_{cc} : total de déficit de geração caso as metas energéticas não sejam suficientes juntamente com as térmicas de atender a carga total.

- Custo das térmicas

A função custo das térmicas é:

$$f_c = \sum_{t=1}^{np} \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{i=1}^{nt} c(PGT_j^{pat,t} \cdot horasPorPatamar_{pat}^t) \quad (3.7)$$

onde,

nt : número de usina térmicas;

$c(PGT_j^{pat,t})$: função custo da térmica j referente ao patamar pat e mês t .

- Déficit de geração

A função custo de déficit é:

$$f_{cc} = \sum_{t=1}^{np} \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nbc} c(Pfic_j^{pat,t} \cdot horasPorPatamar_{pat}^t) \quad (3.8)$$

onde

nbc : número de barras de carga;

$c(PGT_j^{pat,t})$: função custo da geração fictícia alocada na barra de carga j referente ao patamar pat e mês t .

3.5.3 Avaliação do indivíduo quanto à meta do médio prazo (*fitness_meta*).

Essa penalidade tem como função realizar o acoplamento do planejamento de curto prazo com a otimização advinda do médio prazo. Sendo assim, pretende-se minimizar o desvio entre a meta energética do médio prazo com a meta energética associada à decodificação do indivíduo no horizonte de curto prazo.

$$fitness_meta = W_m \cdot f_m \quad (3.9)$$

onde

W_m : peso que pode assumir valor maior que zero, para atribuir importância à função;

f_m : função desvio de metas energéticas.

$$f_m = \sum_{t=1}^{np} \sum_{k=1}^{nHidro} |Meta(longo\ prazo) - Meta(curto\ prazo)|. \quad (3.10)$$

Uma vez calculado o *fitness* relacionado ao problema energético e elétrico, eles são somados formando a função objetivo do problema geral:

$$\text{Min } fo = fitness_{hidrico} + fitness_{elétrico} + fitness_{meta} \quad (3.11)$$

Uma observação importante é que os 5 critérios de otimização devem ser normalizados de forma a assumirem valores adimensionais e com mesma ordem de grandeza. Assim, a *fo* final é:

$$\begin{aligned} \min fo = & W_{def} \cdot \left(\frac{f_{def}}{f_{def}^{max}} \right) + W_{vol} \cdot \left(\frac{f_{vol}}{f_{vol}^{max}} \right) + W_{vfinal} \cdot \left(\frac{f_{vfinal}}{f_{vfinal}^{max}} \right) + W_c \cdot \left(\frac{f_c}{f_c^{max}} \right) + W_{cc} \cdot \left(\frac{f_{cc}}{f_{cc}^{max}} \right) \\ & + W_m \cdot \left(\frac{f_m}{f_m^{max}} \right) \end{aligned} \quad (3.12)$$

onde:

f_{def}^{max} : pior caso de defluências (quando usinas vertem toda vazão defluente);

f_{vol}^{max} : pior caso de desvio dos volumes (quando os reservatórios estão vazios);

f_{vfinal}^{max} : pior caso de desvio de volume (quando os volumes finais são nulos);

f_c^{max} : pior caso de despacho de térmicas (quando todas os geradores térmicos geram no máximo);

f_{cc}^{max} : pior caso de corte de carga (quando toda carga é cortada);

f_m^{max} : meta energética do médio prazo.

A seguir, descrevem-se os problemas de otimização referentes ao FPO linear e não linear, que realizam o despacho hidrotérmico mensal (com geração eólica é fixada) com o objetivo de averiguar se há déficit de geração e se as restrições elétricas estão satisfeitas.

3.6 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR

A formulação do Fluxo de Potência Ótimo Linear (FPO_L) utilizada nessa tese é a mesma de Moraes (2016), cuja função objetivo minimiza o custo da geração térmica e o custo de déficit, as restrições de igualdade são as equações de balanço de potência ativa do modelo linear, discriminadas por patamares de carga, e as restrições de desigualdades referem-se aos limites operacionais dos geradores e dos fluxos pelas linhas de transmissão.

Supõe-se um sistema elétrico com nb barras, nh usinas hidrelétricas, nt usinas térmicas, $neol$ aerogeradores e $npat$ patamares de carga (para cada mês t em análise).

3.6.1 Variáveis de entrada do FPO_L para cada período t (mês)

Os dados de entrada do FPO_L linear para cada período, t , são:

- Metas energéticas de cada uma das nh usinas hidrelétricas do sistema, EH_i^t (meta energética para a usina i durante o período t), obtidas da decodificação dos indivíduos do problema energético;
- Valores de geração de potência eólica para cada um dos $neol$ aerogeradores do sistema, $P_{Geol_i}^{pat}$ (geração de potência ativa do aerogerador i no patamar pat);
- Valores de carga ativa para cada uma dos $npat$ patamares de carga, Pd_i^{pat} , distribuídos ao longo do mês t e entre todas as barras de carga é Pd_i^{pat} (carga ativa da barra i no patamar pat);
- Dados da rede elétrica, tais como valores de reatâncias indutivas das linhas;
- Horas de cada patamar de carga, $horasPorPatamar_{pat}^t$ (horas do patamar pat do mês t).

3.6.2 Variáveis de otimização para período t (mês)

As variáveis de otimização do FPO_L linear para cada período, t , são:

- Geração de potência ativa de cada usina hidrelétrica j durante patamar pat é $P_{GH_j}^{pat}$;

- Geração de potência ativa de cada usina térmica j durante patamar pat é PGT_j^{pat} ;
- Geração de potência ativa fictícia de cada barra de carga j durante patamar pat é $Pfic_j^{pat}$;
- Ângulo de cada barra i , para o patamar de carga pat , θ_i^{pat} .

A função objetivo do problema FPO_L é a minimização da função custo de geração das usinas térmicas e fictícias:

$$fitness_elétrico = W_c \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(PGT_j^{pat}) + W_{cc} \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(Pfic_j^{pat}). \quad (3.12)$$

3.6.3 Restrições de igualdade

A potência ativa total gerada para cada patamar pat e cada barra j (PG_j^{pat}) é:

$$PG_j^{pat} = PGH_j^{pat} + PGT_j^{pat} + PGeol_j^{pat} + Pfic_j^{pat} \quad j=1,...,nb \quad (3.13)$$

$pat=1,..., npat$

O balanço de potência para cada patamar e cada barra do sistema é:

$$P_j^{pat} = PG_j^{pat} - Pd_j^{pat} \quad j=1,...,nb \quad (3.14)$$

$pat=1,..., npat$

O balanço de potência é representado pelo vetor \mathbf{P}^{pat} para cada blocos de nb equações, referentes a cada patamar pat é representado pela expressão:

$$\mathbf{P}^{pat} = \mathbf{B}' \cdot \begin{bmatrix} \theta_i^{pat} \\ \theta_{nb-1}^{pat} \end{bmatrix} \quad pat=1,..., npat \quad (3.15)$$

onde

\mathbf{B}' : matriz de susceptância indutiva, reduzida pela retirada da coluna correspondente à barra de referência $\theta_{ref} = 0$ (ref é a barra de referência do sistema), com dimensão igual a $nb.(nb-1)$.

θ_i^{pat} : ângulo da barra i , para o patamar de carga pat .

Assim, as restrições de igualdade referem-se a cada equação de balanço de potência ativa por barra e por patamar é representada por:

$$PG_j^{pat} - Pd_j^{pat} = P_j^{pat}(\theta_i^{pat}) \quad j=1,...,nb \quad (3.16)$$

$$pat=1,..., npat$$

3.6.4 Restrições de desigualdade

As restrições de desigualdade são as seguintes:

- (i) O despacho das geradoras hidráulicas deve satisfazer aos valores de metas energéticas (EH_i^t) para cada usina hidráulica, i :

$$\sum_{pat=1}^{npat} horasPorPatamar_{pat}^t \times PGH_i^{pat} \leq EH_i^t \quad i = 1, \dots, nh \quad (3.17)$$

onde

$horasPorPatamar_{pat}^t$: número de horas de cada patamar de carga considerado.

- (ii) limites máximos e mínimos de geração de potência ativa das usinas térmicas:

$$\underline{PGT_j} \leq PGT_j^{pat} \leq \overline{PGT_j} \quad j=1,...,nb$$

$$pat=1,..., npat \quad (3.18)$$

onde

PGT_j^{pat} : potência ativa gerada pela usina térmica j no patamar pat ;

$\underline{PGT_j}$ e $\overline{PGT_j}$ e: limites máximos e mínimos de potência ativa das usinas térmicas j .

- (iii) limites máximos e mínimos de geração e potência ativa das usinas hidráulicas:

$$\underline{PGH_j} \leq PGH_j^{pat} \leq \overline{PGH_j} \quad j=1,...,nb$$

$$pat=1,..., npat \quad (3.19)$$

onde

PGH_j^{pat} : potência ativa gerada pela usina hidráulica j no patamar $npat$;

$\underline{PGH_j}$ e $\overline{PGH_j}$: limites máximos e mínimos de potência ativa das usinas hidráulica j .

- (iv) limites máximos e mínimos de geração de potência ativa das usinas fictícias:

$$0 \leq P_{fic_j}^{pat} \leq P_{d_j}^{pat} \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat. \end{matrix} \quad (3.20)$$

A geração fictícia deve ser limitada ao valor da carga à que está designada e não deve assumir valores negativos.

- (v) limites máximos e mínimos de fluxo de potência ativa nas linhas

$$\underline{-F_{max_k}} \leq Fl_k^{pat} \leq \overline{F_{max_k}} \quad \begin{matrix} kj=1,...,nl \\ pat=1,..., npat \end{matrix} \quad (3.21)$$

onde

Fl_k^{pat} : fluxo de potência ativa que percorre ramo k , durante patamar $npat$;

F_{max_k} : fluxo de potência ativa máximo do ramo k ;

nl : número de ramos monitorados.

A formulação geral do problema que é resolvida para cada mês:

$$fitness_elétrico = W_c \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(PGT_j^t) + W_{cc} \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(P_{fic_j}^{pat})$$

s.a

$$\begin{aligned} PGH_j^{pat} + PGT_j^{pat} + PGeol_j^{pat} + P_{fic_j}^{pat} - P_{d_j}^{pat} &= P_j^{pat}(\theta_i^{pat}) \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{matrix} \\ \sum_{pat=1}^{npat} n_i \times PGH_i^{pat} &\leq EH_i^t \quad i = 1, \dots, nh \end{aligned}$$

$$\underline{PGH_j} \leq PGH_j^{pat} \leq \overline{PGH_j} \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{matrix}$$

(3.22)

$$\begin{aligned}
\underline{PGT_j} &\leq PGT_j^{pat} \leq \overline{PGT_j} & j=1,\dots,nb \\
&& pat=1,\dots, npat \\
0 &\leq Pfic_j^{pat} \leq Pd_j^{pat} & j=1,\dots,nb \\
&& pat=1,\dots, npat \\
\underline{-Fmax_k} &\leq Fl_k^{pat} \leq \overline{Fmax_k} & kj=1,\dots,nl \\
&& pat=1,\dots, npat.
\end{aligned}$$

O problema descrito em (3.22) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MONTEIRO et al., 1990) e (KOJIMA et al. 1988), que consiste em transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela incorporação de variáveis de folga, e associar uma função barreira logarítmica à função objetivo. Monta-se a função Lagrangeana estendida com as restrições de igualdade e aplicam-se as condições de Karush-Kuhn-Tucker (condições de otimalidade KKT) à esta função. As condições de otimalidade formam um sistema de equações não lineares, que é resolvido pelo Método de Newton, a fim de se encontrar uma solução ótima do problema de otimização.

3.7 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO NÃO LINEAR

Quando o usuário solicitar que seja realizado o despacho através do Fluxo de Potência Ótimo não linear (FPO_NL), os indivíduos serão codificados e decodificados tal como descrito na seção anterior.

O FPO_NL, baseado em Arantes (2017) foi adaptado e aprimorado para ser utilizado no contexto desta tese. Basicamente, ele realiza o despacho de geração de potência ativa e reativa concomitantemente à alocação de reserva girante (esta opção pode ser habilitada ou desabilitada) de sistemas hidrotérmicos eólicos, de modo a atender as demandas de potência ativa e reativa por barra, monitorar o perfil de tensão em todas as barras e fluxos pelas linhas de transmissão de intercâmbio entre subsistemas.

O termo reserva girante é definido no Brasil como um serviço ancilar não remunerado, que é alocado entre unidades geradoras já sincronizadas para manter a

segurança do sistema quando ocorre contingência (por exemplo, saída de uma linha ou uma unidade geradora), ou seja, é a sobra de potência das usinas em operação.

Regras determinísticas estabelecem que a capacidade de reserva pode ser calculada como sendo equivalente à maior unidade da rede ou uma fração da carga total no pico ou uma combinação de ambas. No Brasil, as alocações de reserva planejadas são realizadas para se suprir uma percentagem de não atendimento de carga (normalmente 5% da carga instalada, como usado em Souza e Decker, 2002).

No entanto, levando em consideração o maior grau de incerteza das fontes eólicas, cuidado no estabelecimento da reserva deve ser tomado, pois a medida que a penetração de geração eólica aumenta, assim acontece com a necessidade de se dispor de mais reserva girante para diminuir riscos de déficit nos momentos de quedas na geração eólica.

Segundo Unsihuay-Vila, Luz e Finardi (2015), a partir de 20 % de inserção de geração eólica, é necessário se preocupar com intermitência aleatória da potência eólica gerada e coordená-la ao sistema hidrotérmico. Para tanto, devem-se realizar estudos estatísticos para estabelecimento de índices de Energia Não Suprida (EONS), de forma que haja reserva girante para atender a maior penetração de geração eólica e, por conseguinte, diminuir o risco de déficit nos momentos de quedas na geração eólica.

Com o crescimento da geração eólica no Brasil, será necessário expandir as alocações de reserva planejadas para não apenas suprir uma percentagem de não atendimento de carga (normalmente 5% da carga instalada), mas também atender os riscos da intermitência da geração eólica.

A literatura aborda o problema de alocação de reserva girante para horizontes diários e semanais. No entanto, nesta tese, pretende-se analisar o impacto da reserva de energia já no horizonte de curto prazo, preparando adequadamente o sistema para as mais diversas configurações de riscos de carga e quedas na geração eólica.

3.7.1 Variáveis de entrada do FPO_NL para cada período t (mês)

Além dos dados de entrada descritos na seção 3.6 (FPO _L), devem ser incorporados a essa formulação não linear:

- Demanda de potência reativa de cada barra Qd_i^{pat} (demanda de potência reativa para barra i no patamar pat);
- Resistências e susceptâncias capacitivas das linhas;
- $Q_{geol}_i^{pat}$ (geração de potência eólica para cada barra i no patamar pat). A potência reativa foi calculada a partir de $P_{geol}_i^{pat}$, considerando um fator de potência igual a 0,92 atrasado.

Quando o despacho de reserva girante é considerado, devem ser adicionadas as seguintes informações:

- Percentual da carga total, $Perc_{Reserva}$, (no Brasil, valor normalmente utilizado é de 5%):

Assim, o montante de reserva girante por porcentual de carga por patamar é:

$$Res_{carga}^{pat} = (Perc_{Reserva}/100) \times \sum_{i=1}^{nb} Pd_i^{pat} \cdot nhoras_{pat} \quad (3.23)$$

$pat = 1, \dots, npat$

onde

Res_{carga}^{pat} : valor total de reserva girante por patamar pat ;

$Perc_{Reserva}$: percentual da carga total (no Brasil, valor normalmente utilizado é de 5%).

- Valor de reserva de energia girante, $EONS^{pat}$, prevista para suprir intermitência de geração eólica por patamar pat (obtidos de modelos de previsão prévios);
- Percentual do valor total de geração eólica por período, $Perc_{ReservaEólica}$, que deve ter reserva prevista (adotou-se no trabalho, 5% tal como usado em Unsihuay-Vila, Luz e Finardi (2015)).

Então, o valor de energia eólica não suprida por patamar, $EONS_{pat}$, é definida por:

$$EONS^{pat} = \left(\frac{Perc_{ReservaEólica}}{100} \right) \times \sum_{i=1}^{nb} P_{geol}_i^{pat} \cdot nhoras_{pat} \quad (3.24)$$

$pat = 1, \dots, npat$

onde

$EONS^{pat}$: valor de reserva de energia girante prevista para suprir intermitência de geração eólica no patamar pat ;

$Perc_{ReservaEólica}$: percentual do valor total de geração eólica por patamar que deve ter reserva prevista.

3.7.2 Variáveis de otimização do FPO_NL para cada período t (mês)

Além das variáveis de otimização do FPO_L linear para cada período, t , são ainda consideradas:

- Potência reativa gerada, QGH_j^{pat} , pela usina hidráulica j no patamar $npat$;
- Potência reativa gerada pela usina térmica, QGT_j^{pat} , j no patamar $npat$;
- Fasores de tensão, representados por módulos e ângulos.

Caso se opte também por alocar reserva girante entre as geradoras hidráulicas e térmicas, as variáveis de otimização devem ser inseridas: RGH_j^{pat} e RGT_j^{pat} , que são, respectivamente, as potências reserva alocadas para usinas j no patamar $npat$.

Similarmente ao FPO_L, supõe-se um sistema elétrico com nb barras, nh usinas hidrelétricas, nt usinas térmicas, $neol$ aerogeradores e $npat$ patamares de carga (para cada mês t em análise).

Assim, o FPO_NL calcula os valores de potência ativa e reativa de geração hidráulica e térmica (PGH_j^{pat} , QGH_j^{pat} , PGT_j^{pat} , QGT_j^{pat} , respectivamente) e é capaz também de fazer alocação ótima de reserva girante hidráulicas e térmicas (RGH_j^{pat} e RGT_j^{pat} , respectivamente), para um horizonte de np patamares de carga.

3.7.3 Função Objetivo do FPO_NL

A função objetivo usada no FPO_L, descrita na seção 3.5.2, possui duas parcelas: a primeira referente à minimização do custo de geração térmica e a segunda referente à minimização de corte de carga. Neste FPO_NL uma nova parcela é incorporada: minimização do custo da reserva girante:

$$f_{O_{FPO_{NL}}} = W_c \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(PGT_j^t) + W_{cc} \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(Pfic_j^{pat}) + W_{res} \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(RGT_j^{pat}) \quad (3.25)$$

Onde:

$c(RGT_j^{pat})$: custos de reserva térmica (cujos valores adotados são iguais aos custos das térmicas).

3.7.4 Restrições de igualdade

O balanço de potência ativa para cada patamar e cada barra do sistema é:

$$P_j^{pat} = PGH_j^{pat} + PGT_j^{pat} + PGeol_j^{pat} + Pfic_j^{pat} - Pd_j^{pat} \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat. \end{matrix} \quad (3.26)$$

E o balanço de potência reativa é dado por:

$$Q_j^{pat} = QGH_j^{pat} + QGT_j^{pat} + QGeol_j^{pat} - Qd_j^{pat} \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat. \end{matrix} \quad (3.27)$$

O balanço de potência ativa é representado pelo vetor \mathbf{P}^{pat} para cada blocos de nb equações, referentes a cada patamar pat é representado pela expressão:

$$\mathbf{P}^{pat} = \mathbf{real}[\dot{\mathbf{V}}^{pat} (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{pat})^*] \quad pat=1,..., npat \quad (3.28)$$

onde

$\dot{\mathbf{Y}}$: matriz de admitância e barras, com dimensão igual a $(nb \times nb)$.

$\dot{\mathbf{V}}^{pat}$: vetor que contém os valores de tensões nodais do patamar pat , com dimensão $(nb \times 1)$.

O balanço de potência reativa é representado pelo vetor \mathbf{P}^{pat} para cada blocos de nb equações, referentes a cada patamar pat é representado pela expressão:

$$\mathbf{Q}^{pat} = \mathbf{imag}[\dot{\mathbf{V}}^{pat} (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}}^{pat})^*] \quad pat=1,..., npat. \quad (3.29)$$

Assim, as restrições de igualdade referem-se a cada equação de balanço de potência ativa e reativa por barra e por patamar é representada por:

$$PG_j^{pat} - Pd_j^{pat} = P_j^{pat} \quad j=1,...,nb \quad (3.,30)$$

$$QG_j^{pat} - Qd_j^{pat} = Q_j^{pat} \quad j=1,...,nb. \quad (3.31)$$

3.7.5 Restrições de Desigualdade

Além das restrições de desigualdades descritas no problema linear, adicionam-se e modificam-se as seguintes:

- (i) limites mínimos e máximos de geração de potência ativa das usinas térmicas:

$$\underline{PGT_j} \leq PGT_j^{pat} + RGT_i^{pat} \leq \overline{PGT_j} \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{matrix} \quad (3.32)$$

onde

RGT_i^{pat} : valor de reserva da usina térmica i , período pat ;

- (ii) limites mínimos e máximos de geração de potência reativa das usinas térmicas:

$$\underline{QGT_j} \leq QGT_j^{pat} \leq \overline{QGT_j} \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{matrix} \quad (3.33)$$

onde

QGT_j^{pat} : potência reativa gerada pela usina térmica j no patamar pat ;

$\underline{QGT_j}$ e $\overline{QGT_j}$: limites máximos e mínimos de potência reativa das usinas térmicas j .

- (iii) limites mínimos e máximos de geração de potência ativa das usinas térmicas:

$$\underline{PGH_j} \leq PGH_j^{pat} + RGH_i^{pat} \leq \overline{PGH_j} \quad \begin{matrix} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{matrix} \quad (3.34)$$

onde

RGH_i^{pat} : valor de reserva da usina hidráulica i , período pat ;

- (iv) limites mínimos e máximos de geração de potência reativa das usinas hidráulicas:

$$\underline{QGH_j} \leq QGH_j^{pat} \leq \overline{QGH_j} \quad \begin{matrix} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{matrix} \quad (3.35)$$

onde

QGH_j^{pat} : potência ativa gerada pela usina hidráulica j no patamar $npat$;

$\overline{QGH_j}$ e $\underline{QGH_j}$: limites máximos e mínimos de potência reativa das usinas hidráulica j .

- (v) limites para monitoramento das magnitudes de tensão nodais:

$$\underline{V_j} \leq |\dot{V}_j^{pat}| \leq \overline{V_j} \quad \begin{matrix} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{matrix} \quad (3.36)$$

onde

$|\dot{V}_j^{pat}|$: magnitude de tensão nodal na barra j ;

$\overline{V_j}$ e $\underline{V_j}$: limites máximos e mínimos de magnitude de tensão nas barras j .

A primeira restrição de desigualdade que se refere ao cumprimento das metas energéticas tal qual modelado no FPO_L - equação (3.17). Se for acionada a alocação de reserva girante, ela deve ser rescrita como:

$$\sum_{pat=1}^{npat} horasPorPatamar_{pat}^t \times (PGH_i^{pat} + (RGH_i^{pat})) \leq EH_i^t \quad (3.37)$$

$i = 1, \dots, nh.$

Ou seja, deve-se preservar volume no reservatório para que se possa usá-lo caso ocorra alguma contingência.

Outras restrições de desigualdade devem ser inseridas, caso se acione a alocação de reserva.

Uma delas se refere ao valor total de reserva para cada patamar que deve ser alocado, o qual é composto pelas usinas hidráulicas (RGH_i^{pat}) e térmicas (RGT_i^{pat}) e que devem atender o percentual da carga total por período e o valor de previsão de energia não suprida pelas usinas eólicas:

$$\left(\sum_{i=1}^{ngh} RGH_i^{pat} \right) . nhoras_{pat} + \left(\sum_{k=1}^{npat} RGT_i^{pat} \right) . nhoras_{pat} \geq Res_{carga}^{pat} + EONS^{pat}$$

$$\text{onde } pat = 1, \dots, np \quad (3.38)$$

onde

Res_{carga}^{pat} : valor de reserva girante por percentual de carga no período pat ;

$Perc_{Reserva}$: percentual da carga total;

$nhoras_{pat}$: número de horas do período pat .

E mais outras restrições que garantem a não negatividade da reserva hídrica e térmica:

$$0 \leq RGH_i^{pat} \quad (3.39)$$

$$0 \leq RGT_i^{pat} \quad (3.40)$$

$$pat = 1, \dots, npat$$

$$i = 1, \dots, nh$$

onde

nh : número de usinas hidrelétricas.

ngt : número de usinas térmicas.

Em relação à formulação proposta em Arantes (2017), esta tese incorpora mais uma restrição ao problema que é a consideração das folgas nas linhas de transmissão a fim de gerenciar as reservas girantes por subsistemas.

Assim, além da soma da reserva de energia proveniente das usinas hidrelétricas e das térmicas ter que atender à quantidade total de energia necessária ($Res_{carga}^{pat} + EONS^{pat}$) para cada patamar pat (eq. 3.37), propõe-se também prever o monitoramento das linhas de intercâmbio para a alocação de reserva. Por exemplo, caso haja uma contingência em um dos subsistemas e caso as linhas de intercâmbio que se conectam a esse subsistema estejam congestionadas, é necessário alocar reserva girante dentro do próprio subsistema. Em síntese, linha de intercâmbio congestionada significa que não há como importar energia através dela caso seja necessário em emergência. Portanto, a seguinte restrição é considerada, para

garantir que cada subsistema tenha reserva girante alocada mesmo com situação de congestionamento nas linhas:

$$EONS_s^{pat} + Res_{carga,s}^{pat} \leq \sum_{\alpha \in s} (RGH_i^{pat} + RGT_i^{pat}) \cdot nhoras_{pat} + \sum_{\beta \in s} (Folga_Fluxo_{\beta}^{pat}) \cdot nhoras_{pat} \quad (3.41)$$

$$s=1, \dots, nsubs$$

$$pat=1, \dots, npat$$

onde

$EONS_s^{pat}$: energia não suprida por eólicas localizadas no subsistema s e durante patamar pat ;

$Res_{carga,s}^{pat}$: energia que corresponde a um percentual (5%, por exemplo), do total de carga situada no subsistema s e patamar pat ;

α : conjunto de barras que pertencem ao subsistema s ;

β : conjunto de linhas de intercâmbio que se conectam ao subsistema s ;

$Folga_Fluxo_{\beta}^{pat}$: corresponde à diferença entre o valor máximo e o fluxo de potência fluindo nas linhas de intercâmbio que se conectam ao subsistema β , para cada patamar pat . Esse valor corresponde à variável de folga utilizada para transformar inequações em equações. As inequações são as de limites de fluxo máximo nas linhas.

A eq. (3.41) significa que a energia total de reserva hidráulica e térmica mais a folga nas linhas de intercâmbio devem ser suficientes para atender uma contingência que ocorra para cada subsistema e cada patamar.

A formulação geral do problema, resolvida para cada mês é descrita como:

$$fo_{FPO_{NL}} = W_c \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(PGT_j^t) + W_{cc} \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(Pfic_j^{pat}) + W_{res} \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(RGT_j^{pat})$$

s.a

$$P_j^{pat} = PGH_j^{pat} + PGT_j^{pat} + PGeol_j^{pat} + Pfic_j^{pat} - Pd_j^{pat} \quad \begin{array}{l} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

$$Q_j^{pat} = QGH_j^{pat} + QGT_j^{pat} + QGeol_j^{pat} - Qd_j^{pat} \quad \begin{array}{l} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

$$\sum_{pat=1}^{npat} horasPorPatamar_{pat}^t \times (PGH_i^{pat} + RGH_i^{pat}) \leq EH_i^t \quad i = 1, \dots, nh$$

$$\left(\sum_{i=1}^{ngh} RGH_i^{pat} \right) . nhoras_{pat} + \left(\sum_{k=1}^{npat} RGT_i^{pat} \right) . nhoras_{pat} \geq Res_{carga}^{pat} + EONS^{pat} \quad pat = 1, \dots, np$$

$$EONS_s^{pat} + Res_{carga,s}^{pat} \leq \sum_{\alpha \in s} (RGH_i^{pat} + RGT_i^{pat}) . nhoras_{pat} + \sum_{\beta \in s} (Folga_Fluxo_{\beta}^{pat}) . nhoras_{pat} \quad \begin{array}{l} s=1,..., nsubs \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

$$\underline{PGH_j} \leq PGH_j^{pat} + RGH_i^{pat} \leq \overline{PGH_j} \quad \begin{array}{l} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

$$\underline{QGH_j} \leq QGH_j^{pat} \leq \overline{QGH_j} \quad \begin{array}{l} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

(3.42)

$$\underline{PGT_j} \leq PGT_j^{pat} + Rgt_i^{pat} \leq \overline{PGT_j} \quad \begin{array}{l} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

$$\underline{QGT_j} \leq QGT_j^{pat} \leq \overline{QGT_j} \quad \begin{array}{l} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

$$0 \leq Pfic_j^{pat} \leq Pd_j^{pat} \quad \begin{array}{l} j=1,...,nb \\ pat=1,..., npat \end{array}$$

$$\underline{-Fmax_k} \leq Fl_k^{pat} \leq \overline{Fmax_k} \quad \begin{array}{l} k=1,\dots,nl \\ pat=1,\dots,npat. \end{array}$$

$$\underline{V_j} \leq V(x)_j^{pat} \leq \overline{V_j} \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array}$$

$$0 \leq RGH_i^{pat} \quad \begin{array}{l} pat = 1, \dots, npat \\ i = 1, \dots, nh \end{array}$$

$$0 \leq RGT_i^{pat} \quad \begin{array}{l} pat = 1, \dots, npat \\ i = 1, \dots, ng \end{array}$$

O problema de otimização (3.42) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

3.8 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO LINEAR ALTERNATIVO

Yuan et al. (2018) propõem um FPO_L, nomeado como FPO_L alternativo, que é oriundo de aproximações lineares nas equações de balanço de potência, permitindo a representação linearizada das equações e balanço de potência ativa e reativa, possibilitando assim a realização de despacho de potência ativa e reativa através de equações lineares, assim como o monitoramento das magnitudes de tensões nas barras.

Essa formulação linearizada será testada em um sistema de grande porte, pois a formulação descrita na secção 3.7 envolve esforço computacional excessivo. Sendo assim esse trabalho é uma possível alternativa à formulação clássica não linear.

A formulação e suas devidas modificações em relação as formulações apresentadas nas secções 3.6 e 3.7 serão descritas a seguir.

O fluxo e potência ativa e reativa que circula por uma linha ij é:

$$P_{ij} = \frac{r_{ij}.V_i^2 - r_{ij}.V_i V_j \cos(\delta_{ij}) + x_{ij}.V_i V_j \sin(\delta_{ij})}{r_{il}^2 + x_{il}^2} \quad (3.43)$$

$$Q_{ij} = \frac{x_{ij}.V_i^2 - x_{ij}.V_i V_j \cos(\delta_{ij}) - r_{ij}.V_i V_j \sin(\delta_{ij})}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (3.44)$$

onde

r_{ij} : resistência série da linha ij;

x_{ij} : reatância indutiva série da linha ij;

V_i : magnitude de tensão complexa na barra i;

V_j : magnitude de tensão complexa na barra j;

δ_{ij} : diferença angular entre barras i e j.

Através de manipulações numéricas as equações 3.43 e 3.44 podem ser reescritas como 3.45 e 3.46 respectivamente.

$$P_{ij} = \frac{r_{ij}.x_{ij}.V_i[V_i - V_j \cos(\delta_{ij})]}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} + \frac{x_{ij}.V_i V_j \sin(\delta_{ij})}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (3.45)$$

$$Q_{ij} = \frac{-r_{ij}.V_i V_j \sin(\delta_{ij})}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} - \frac{x_{ij}^2}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \frac{V_i[V_i - V_j \cos(\delta_{ij})]}{x_{ij}}. \quad (3.46)$$

Com a finalidade de eliminar as funções trigonométricas e termo quadrático da tensão assume-se as seguintes premissas

$$\sin(\delta_{ij}) \approx \delta_i - \delta_j \quad (3.47)$$

$$\cos(\delta_{ij}) \approx 1 \quad (3.48)$$

$$V_i \approx 1. \quad (3.49)$$

Portanto as equações (3.45) e (3.46) se transformam em:

$$P_{ij} = \frac{r_{ij}.(V_i - V_j)}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} + \frac{x_{ij}.(\delta_i - \delta_j)}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)} \quad (3.50)$$

$$Q_{ij} = -\frac{r_{ij}.(\delta_i - \delta_j)}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} + \frac{x_{ij}.(V_i - V_j)}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)} \quad (3.51)$$

Assim, as expressões de injeção de potência ativa e reativa nas barras podem ser reescritas como as equações 3.52 e 3.53

$$P_i = \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{x_{ij}.(\delta_i - \delta_j)}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)} + \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{r_{ij}.(V_i - V_j)}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (3.52)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{r_{ij}.(\delta_i - \delta_j)}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)} + \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{x_{ij}.(V_i - V_j)}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (3.53)$$

onde nb como nas secções anteriores é o número de barras do sistema.

Sendo assim as equações de balanço de potência ativa e reativa passam a ser equações lineares em função dos módulos e ângulos de tensão nodal complexa.

No modelo linear convencional, secção 3.6, a potência reativa é desprezada tal como descrito na equação 3.15

Matricialmente, as equações de balanço de potência ativa e reativa são reescritas como:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{B1} \cdot \boldsymbol{\delta} + \mathbf{B2} \cdot \mathbf{V} \quad (3.54)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = -\mathbf{B2} \cdot \boldsymbol{\delta} + \mathbf{B1} \cdot \mathbf{V} \quad (3.55)$$

onde

$$B1(i, j) = \frac{x_{ij}}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)}, \text{ elemento fora da diagonal da matriz B1;}$$

$$B1(i, i) = \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{x_{ij}}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)}, \text{ elemento diagonal da matriz B1;}$$

$$B2(i, j) = \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}, \text{ elemento fora da diagonal da matriz B2;}$$

$$B2(i, i) = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}, \text{ elemento diagonal da matriz B2;}$$

\mathbf{Pg} : vetor de geração de potência ativa;

\mathbf{Pd} : vetor de carga de potência ativa;

\mathbf{Qg} : vetor de geração de potência reativa;

\mathbf{Qd} : vetor de carga de potência reativa;

\mathbf{V} : vetor de magnitude de tensão complexa;

$\boldsymbol{\delta}$: vetor de ângulos de tensão complexa.

O problema de otimização passa a ser formulado como 3.56:

$$fo = W_c \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(PGT_j^t) + W_{cc} \cdot \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(Pfic_j^{pat})$$

s.a

$$\begin{aligned} \mathbf{B1} \cdot \boldsymbol{\delta} + \mathbf{B2} \cdot \mathbf{V} &= \mathbf{Pgh} + \mathbf{Ered} \cdot \mathbf{Pgt} + \mathbf{Pgfic} - \mathbf{Pd} \\ -\mathbf{B2} \cdot \boldsymbol{\delta} + \mathbf{B1} \cdot \mathbf{V} &= \mathbf{Qgh} + \mathbf{Ered} \cdot \mathbf{Qgt} - \mathbf{Qd} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{pat=1}^{npat} n_i \times PGH_i^{pat} \leq EH_i^t & i = 1, \dots, nh \\
\\
& \underline{PGH_j} \leq PGH_j^{pat} \leq \overline{PGH_j} & \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{array} \\
\\
& \underline{PGT_j} \leq PGT_j^{pat} \leq \overline{PGT_j} & \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{array} \\
\\
& 0 \leq Pfic_j^{pat} \leq Pd_j^{pat} & \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{array} \\
\\
& \underline{-Fmax_k} \leq Fl_k^{pat} \leq \overline{Fmax_k} & \begin{array}{l} kj=1,\dots,nl \\ pat=1,\dots, npat. \end{array} \\
\\
& \underline{QGH_j} \leq QGH_j^{pat} \leq \overline{QGH_j} & \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{array} \quad (3.56) \\
\\
& \underline{QGT_j} \leq QGT_j^{pat} \leq \overline{QGT_j} & \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{array} \\
\\
& \underline{V_j} \leq V_j^{pat} \leq \overline{V_j} & \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{array}
\end{aligned}$$

Assim, as equações de balanço de potência ativa e reativa linearizadas, as restrições referentes aos limites operacionais de potência reativa das usinas hidráulicas, térmicas e limites de magnitudes de tensão nas barras foram introduzidos ao FPO linear convencional.

Outra alteração que se mostrou muito eficaz para melhorar o perfil de tensão foi a introdução de mais um critério de otimização na função objetivo, $wv \cdot u^T [V - u]^2$, que procura obter um perfil plano de magnitude de tensão. Para que isso ocorra, minimiza os desvios de tensão em relação a 1 p.u. (u – vetor unitário).

3.8.1 Inclusão das perdas por transmissão

A fim de se incorporar as perdas elétricas nos cálculos desse FPOL alternativo, executa-se o FPO_L tal como formulado na secção 3.6, e esse fornece como dado de saída os ângulos em todas as barras, o que possibilita o cálculo de fluxos de potência ativa em todas as linhas de transmissão, representadas pelo vetor F que é o vetor de fluxo nas linhas com dimensão $(nl \times 1)$.

Segundo MONTICELLI (1983), as perdas elétricas por transmissão podem ser estimadas por uma função quadrática:

$$PERDAS_{Total}^{DC} = \sum_{L=1}^{nl} PERDAS_L^{DC} = \sum_{L=1}^{nl} R_L F_L^2 = \mathbf{F}^t \mathbf{R} \mathbf{F} \quad (3.57)$$

onde

R: matriz diagonal de resistências das linhas $(nl \times nl)$;

F: vetor de fluxo nas linhas $(nl \times 1)$.

De posse dos valores de perdas para cada linha de transmissão, esse valor é adicionado às cargas ou subtraído da geração das barras adjacentes que compõem cada linha, na proporção de 50% das perdas para cada barra.

Se, em algum período, o indivíduo não encontrar solução tanto para formulação linear, não linear ou linearizado, então o *fitness_elétrico* assume um valor muito alto, 10^9 , descartando imediatamente o indivíduo, não calculando os períodos restantes assim como os outros valores da função objetivo.

3.9 FLUXOGRAMA GERAL

Essa formulação matemática possui opção de seleção do método usado para resolver o problema hídrico e elétrico. Sendo assim, o usuário deve escolher que tipo de análise deve ser realizada. Para esclarecer as opções disponíveis, apresenta-se o fluxograma ilustrado na Figura 3.4. Os dados configuráveis são: mês de início de estudo, horizonte de estudo (número de meses), número de patamares (*npat*),

percentual inicial e final dos volumes dos reservatórios das usinas hidrelétricas, número de máquinas eólicas e os pesos das funções objetivos.

Para entender quais são os dados a serem parametrizados tem-se a Tabela 3.7 com os parâmetros do AG e a Tabela 3.8 com os parâmetros do ED.

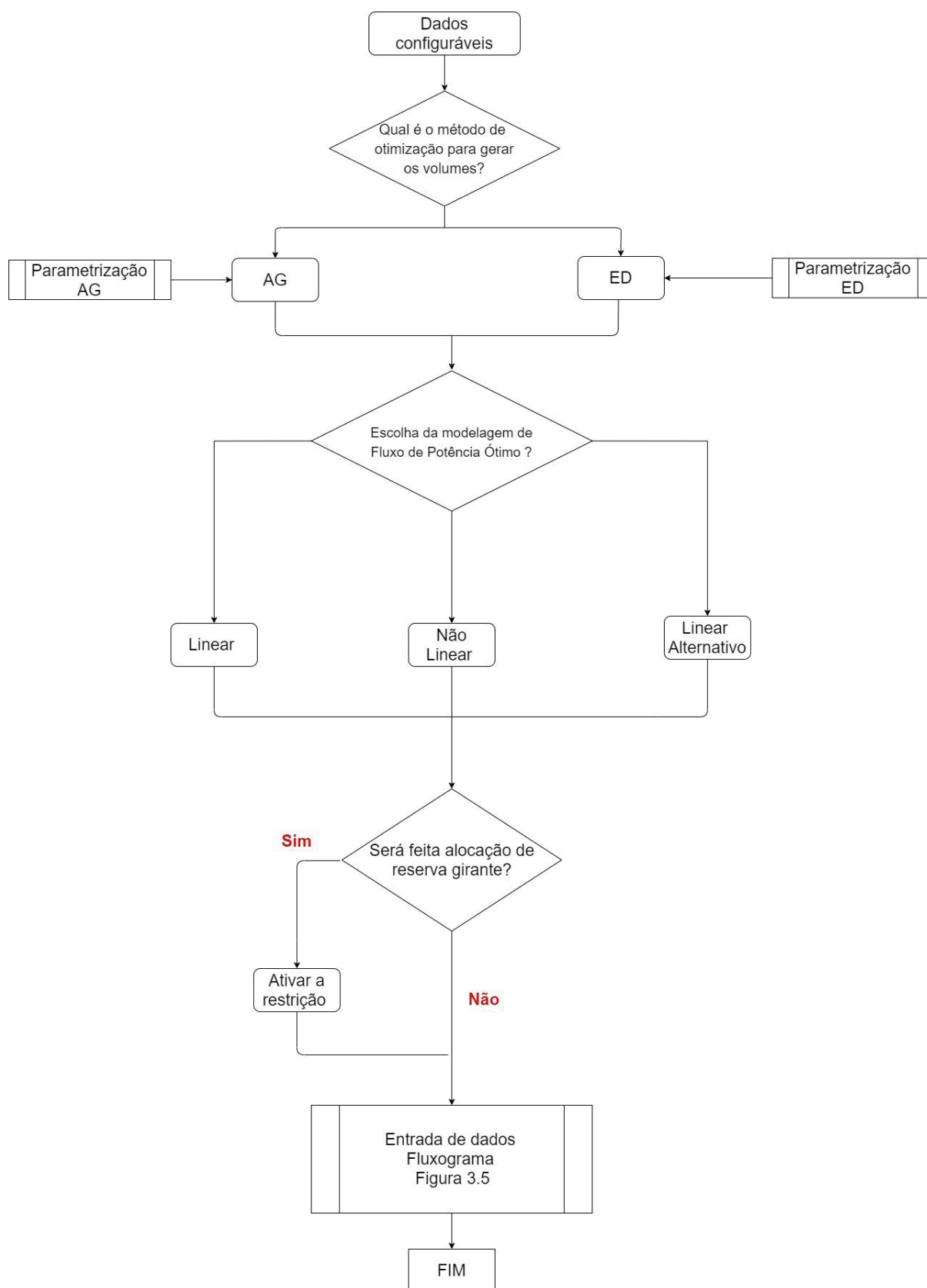
De forma a compactar a apresentação dos dados, os valores descritos nas Tabelas 3.7 e 3.8 são os mesmos adotados nas simulações do Capítulo 4.

TABELA 3.7: PARAMETRIZAÇÃO NECESSÁRIA PARA SIMULAÇÃO VIA AG

Parâmetro	Valor
Número de gerações	2000
Função de cruzamento	Aritmética
Limites dos valores da população	Volumes máximos e mínimos dos reservatórios
Fração de migração	0,8
Intervalo de migração	10
Elitismo	4
Tamanho da população	20
Função de seleção	roleta
População inicial	Reservatórios com a porcentagem do volume especificado pelo usuário

FONTE: Moraes (2016)

FIGURA 3.4: ESCOLHA DO MÉTODO MATEMÁTICO A SER ADOTADO NA SIMULAÇÃO



FONTE: O autor (2020)

TABELA 3.8: PARAMETRIZAÇÃO ADOTADA PARA SIMULAÇÃO VIA DE

Parâmetro	Valor
Número de gerações	2000
Estratégia de cruzamento (Tabela 3.2)	8
Limites dos valores da população	Volumes máximos e mínimos dos reservatórios
Fração de migração (F)	0,8
Probabilidade de cruzamento (CR)	0,8
Tamanho da população	20
População inicial	Reservatórios com a porcentagem do volume especificado pelo usuário

Fonte: O autor (2020)

O encadeamento dos processos descritos no Capítulo 3 está apresentado nas Figura 3.5 e Figura 3.6 que representam um algoritmo simplificado e um fluxograma, respectivamente. Cabe reiterar que para cada indivíduo constituinte da população que não viola a vazão turbinada mínima após a decodificação, o mesmo é testado também quanto aos critérios elétricos, ou seja, é uma simulação onde ocorre a otimização na mesma iteração do problema energético e elétrico e somente após a avaliação de todos os critérios da função objetivo ele evolui para a próxima população e/ou solução ótima do problema.

Os dados estáticos citados referem-se a cenário de vazões a serem considerados na simulação. Importante ressaltar que são muitos os processos utilizados nessa formulação proposta, o que deixaria o pseudocódigo expresso na Figura 3.5 muito extenso. Por esse motivo optou-se por fazê-lo de modo complementar aos fluxogramas apresentados nas Figura 3.4 e Figura 3.6 para que ambos possam descrever a abordagem computacional adotada.

FIGURA 3.5: ALGORÍTIMO BÁSICO

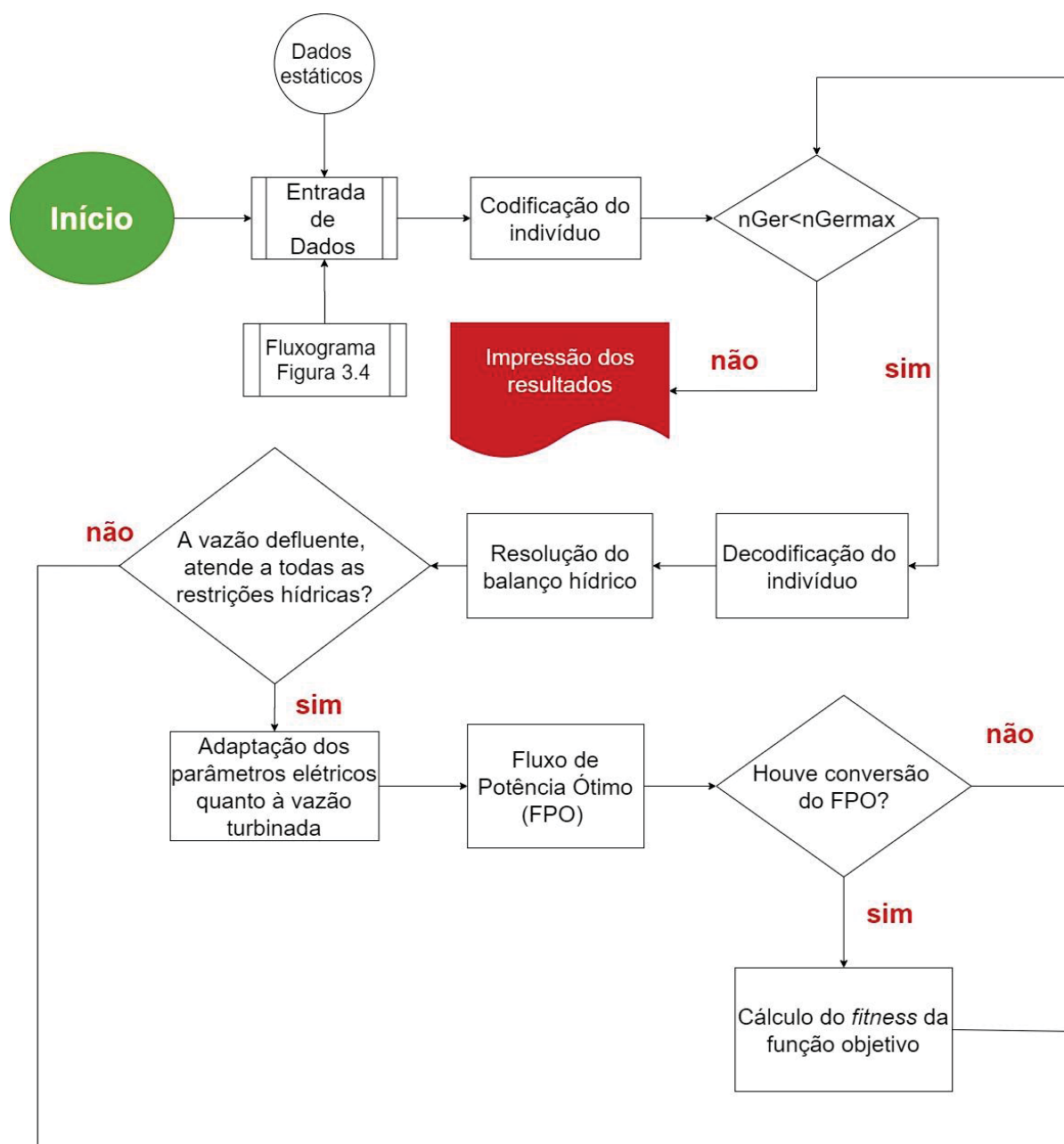
 Algoritmo simplificado do acoplamento elétrico energético

```

Início
Leia  Dados estáticos e dados configuráveis faça
      Codificação do indivíduo
      i=0
      Geração(i)=0
      Enquanto  Geração(i) < Geração Máxima faça
                Decodificação do indivíduo faça
                Resolução do balanço hídrico
                Se       $Q < QC_{min}$  então
                         $fo=10^9$  e geração(i)=geração(i)+1
                Senão  Adaptação das máquinas elétricas aos parâmetros
                        hídricos faça
                        FPO faça
                        Se      Parâmetro barreira (norma)>norma infinita então
                                 $fitness_{elétrico}=10^9$  e geração(i)=geração(i)+1
                        Senão  Calcula o  $fitness_{elétrico}$ , QC e QV
                                Se       $QC < QC_{min}$  então
                                         $fitness_{hídrico}=10^9$  e
                                        geração(i)=geração(i)+1
                                Senão  Calcula o  $fitness_{hídrico}$  e  $fitness_{total}$ 
                                FimSe
                        FimSe
                FimSe
      FimEnquanto
      Impressão dos dados
Fim Algoritmo
  
```

FONTE: O autor (2020)

FIGURA 3.6: FLUXOGRAMA PARA SOLUÇÃO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO EÓLICO



FONTE: O autor (2020)

3.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Na formulação proposta e descrita no Capítulo 3, três trabalhos foram citados, sendo eles: Andriolo (2014), Moraes (2016) e Arantes (2017), pois esta tese agrega e aprimora as formulações apresentadas nesses trabalhos, de modo a conceber uma formulação própria.

Para cada uma das contribuições realizadas, a principal é quanto ao acoplamento elétrico energético para planejamento de curto prazo que utiliza a representação não-linear da rede elétrica.

Outras contribuições que podem ser citadas são:

Quanto ao trabalho de Andriolo (2014) (que analisa horizonte de médio prazo, não considera geração eólica e utiliza FPOL e AG como método de solução do problema elétrico-energético), tem-se as seguintes contribuições:

- Exclusão da supermeta, deixando de simular o FPO duas vezes para cada indivíduo;
- Pré-tratamento da defluência total segundo os limites de turbinamento das usinas com reservatório;
- No *fitness_hídrico*, a função f_{def} foi reformulada com o objetivo de aumentar a velocidade de evolução e não admitir soluções infactíveis ao problema;
- Compatibilização das restrições elétricas quanto às vazões turbinadas;
- Descarte de soluções infactíveis e não verificação dos outros critérios de otimização;
- Geração de volumes que compõem o indivíduo somente das usinas de reservatório, o que diminui a população inicial;
- Alocação da geração fictícia junto a cada barra de carga.

Quanto ao trabalho de Moraes (2016) (que analisa horizonte de curto prazo, considera geração eólica discretizada ao longo de 6 patamares de geração e carga e utiliza FPOL e AG como método de solução do problema elétrico-energético), tem-se as seguintes contribuições:

- Adoção de Evolução Diferencial como método de solução do balanço hídrico;
- Adoção de 3 patamares de carga e geração eólica;
- Representação não linear da rede (FPO não linear) e modelo linear alternativo (FPOL alternativo);
- Inserção de reserva girante nos estudos.

Quanto ao trabalho do Arantes 2017 (que analisa horizonte de 1 dia, considera geração eólica horária e utiliza FPO_NL e despacho hidrotérmico de potência e reserva girante), as principais contribuições são:

- No FPO_NL foi inserida a restrição que monitora folga de fluxo nas linhas de intercâmbio entre os subsistemas para que a reserva girante possa escoar entre os subsistemas.

Sendo assim, este capítulo teve por finalidade apresentar a formulação do problema de despacho hidrotérmico eólico resolvido via Algoritmos Genéticos ou Evolução Diferencial, Fluxo de Potência Ótimo linear, não linear e linear alternativo discretizados por 3 patamares.

O próximo capítulo apresenta a aplicação desta formulação matemática.

4. RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos pela aplicação das formulações propostas descritas nos capítulos anteriores.

A formulação matemática está implementada na plataforma MATLAB (R2013a) e foi amplamente testada para um sistema de 33 barras, proposto por ALVES (2007) e adaptado por MORAES (2016) e ALMEIDA (2015) e para o Sistema Interligado Nacional (SIN) que abrange os quatro subsistemas Sul, Sudeste, Norte e Nordeste além de Itaipu do Brasil.

O horizonte de tempo simulado é de doze meses, discretizado em três patamares de carga.

4.2 SISTEMA 33 BARRAS

O sistema de 33 barras corresponde ao subsistema elétrico do sul do Brasil, composto por sete usinas hidráulicas, uma usina térmica e uma usina eólica distribuídos entre outros dois subsistemas como pode ser observado no Diagrama unifilar apresentado na Figura 4.1.

Os dados elétricos do sistema de 33 barras e das usinas hidrelétricas relacionados a limites hídricos e vazões incrementais utilizadas estão apresentados no Anexo A.

Esses valores foram escolhidos pois dentre as combinações testadas essa apresentou uma solução aderente à proposta ideal de operação que é gerar potência fictícia apenas quando a geração térmica tiver sido despachada no máximo; ocorrer vertimento das usinas hidrelétricas com reservatório de regularização somente em momentos que os volumes dos reservatórios estão maximizados e as vazões turbinadas estão em seus limites máximos. Essas operações têm como consequência a diminuição do custo total de operação, custo imediato e diminuição de risco hidrológico futuro (custo futuro).

A Figura 4.2 ilustra as cascatas do sistema energético com 7 usinas utilizado nas simulações.

FIGURA 4.2: CASCATAS CONSIDERADAS NO SISTEMA TESTE



FONTE: Bessa (2008)

Os dados referentes às restrições das vazões e dos volumes, coeficientes de polinômios, evaporação, produtividade e perdas de cada uma das usinas são dados determinísticos intrínsecos das usinas adotadas do sistema teste e do período de simulação. As simulações a serem descritas a seguir foram realizadas respeitando os dados descritos na Tabela 4.1 onde as parametrizações do AG e da ED podem ser encontradas nas Tabela 3.7 e Tabela 3.8, respectivamente.

TABELA 4.1: CONFIGURAÇÃO DO DESPACHO NO PROGRAMA

Parâmetro	Variáveis
Número de períodos de estudo	12
Número de patamares	3 (pesada, média e leve)
Ano de início do estudo	2000
Mês de início do estudo	janeiro
Volume inicial dos reservatórios (%)	$V_{máximo}$
Volume final ao término do período de estudo (%)	80%
Solução do problema energético	AG ou ED
Solução do problema elétrico	FPO_L, FPO_NL, FPO_L alternativo
Reserva Girante	Eólica Térmica
Pesos das funções objetivo W_{def} ; W_{vol} ; W_{vfinal} ; W_c e W_{cc}	$W_{def} = 3$; $W_{vol} = 2$; $W_{vfinal} = 1$; $W_c = 2$; $W_{cc} = 4$

FONTE: Adaptado de MORAES (2016)

Foram considerados três patamares de carga para as simulações. O número de horas por mês para cada patamar de carga foi estipulado segundo o número de dias úteis de cada mês e do regime horário adotado para cada mês. Os intervalos de horas que compõem cada patamar de carga são determinados pela ANEEL. Como exemplo, segue a Tabela 4.2 com o valor de horas para cada patamar de carga para o período de 12 meses.

TABELA 4.2: NÚMERO DE HORAS PARA CADA CONDIÇÃO DE CARGA POR MÊS

Patamares de carga	Número de horas											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Leve	278	252	266	271	266	259	278	266	259	278	259	278
Média	387	368	396	373	396	382	387	396	382	387	382	387
Pesada	79	76	82	76	82	79	79	82	79	79	79	79

FONTE: Adaptado de MORAES (2016)

O início do período de estudo está estabelecido como janeiro do ano 2000.

4.2.1 Cenários e simulações

Com a finalidade de responder às questões abordadas nos objetivos desta tese, alguns casos de simulações foram escolhidos, onde serão agrupados de forma a analisar o impacto que essas formulações têm nas questões elétricas e energéticas.

Para a validação da formulação apresentada, fez-se as simulações considerando 5 casos, sendo então descritos:

- **Caso 1** – Metaheurística AG e FPO linear;
- **Caso 2** - Metaheurística ED e FPO linear. Cabe ressaltar que, para este caso, foram testados os dez mecanismos de mutação descritos na Tabela 3.1;
- **Caso 3** - Metaheurística ED e FPO não linear;
- **Caso 4** - Metaheurística ED e FPO não linear com alocação de reserva;
- **Caso 5** - Metaheurística ED e FPO não linear com alocação de reserva e consideração de fluxos de potência entre as áreas que conectam os subsistemas.

Cada caso foi simulado 25 vezes em uma máquina com processador Intel® Core™ i7 -7500 CPU @ 2.70 Hz, com memória RAM 16 GB.

4.2.1.1 Cenário A: Comparação entre os casos 1 e 2

A comparação entre esses casos tem por objetivo cotejar os algoritmos evolutivos AG e ED, tendo em vista que a única distinção entre os casos 1 e 2 é a metaheurística adotada. A Tabela 4.3 apresenta os valores totais de geração hídrica, térmica, eólica e fictícia para os dois casos. A base adotada é de 100 MVA.

TABELA 4.3: VALORES DO BALANÇO DE POTÊNCIA

Tipo de Geração	AG	ED
Geração hidrelétrica (puh)	972,296	972,775
Geração termelétrica (puh)	4,151	3,673
Geração eólica (puh)	40,146	40,146
Geração fictícia (puh)	0	0
Carga (puh)	1016,593	1016,593
Geração Total (puh)	1016,593	1016,593
Balanço de potência	0	0

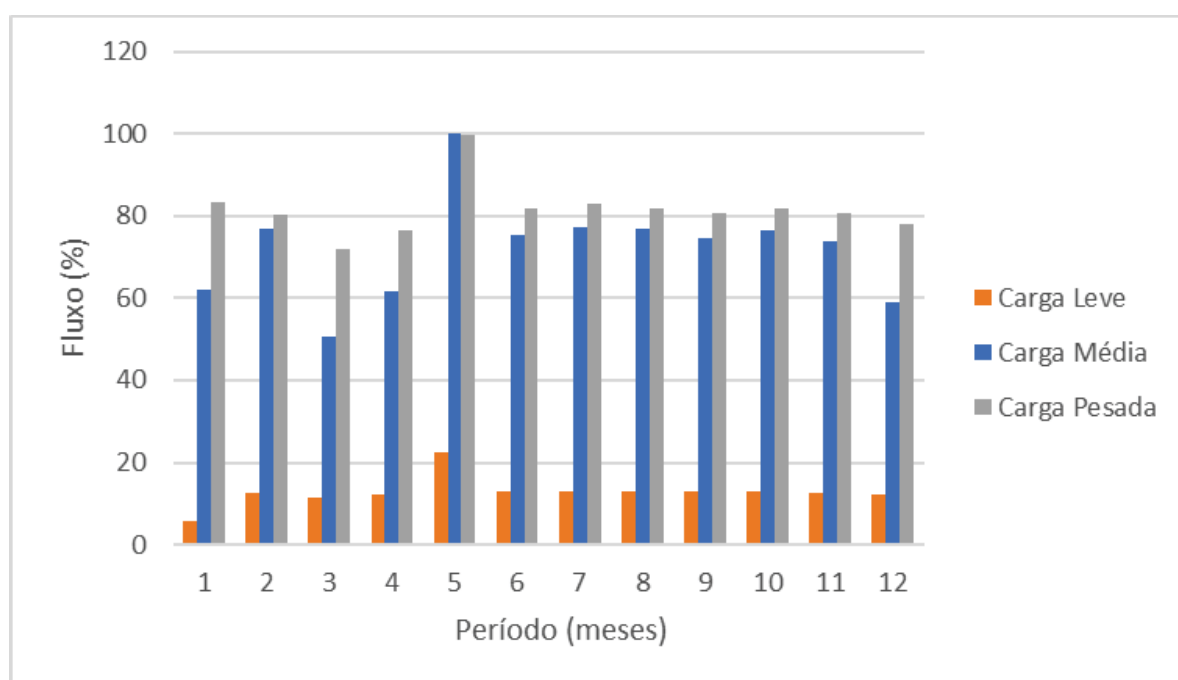
FONTE: O autor (2020)

Como pode ser observado na Tabela 4.3 a ED gerenciou melhor a geração hidrelétrica o que resultou em um acionamento menor de geração térmica para o atendimento a demanda. Nessa configuração, que utiliza o FPO_L, não se observou o acionamento de geração fictícia, ou seja, não houve corte de caga.

As linhas de transmissão que conectam as subáreas foram monitoradas. Para observar seus carregamentos, a Figura 4.3 e a Figura 4.4 apresentam o carregamento da linha nº 7 que conecta duas barras de carga com tensões de 500 kV. Nessa figura fica evidente que nos patamares de carga média e pesada, os carregamentos quase chegam a 100% da capacidade de transmissão.

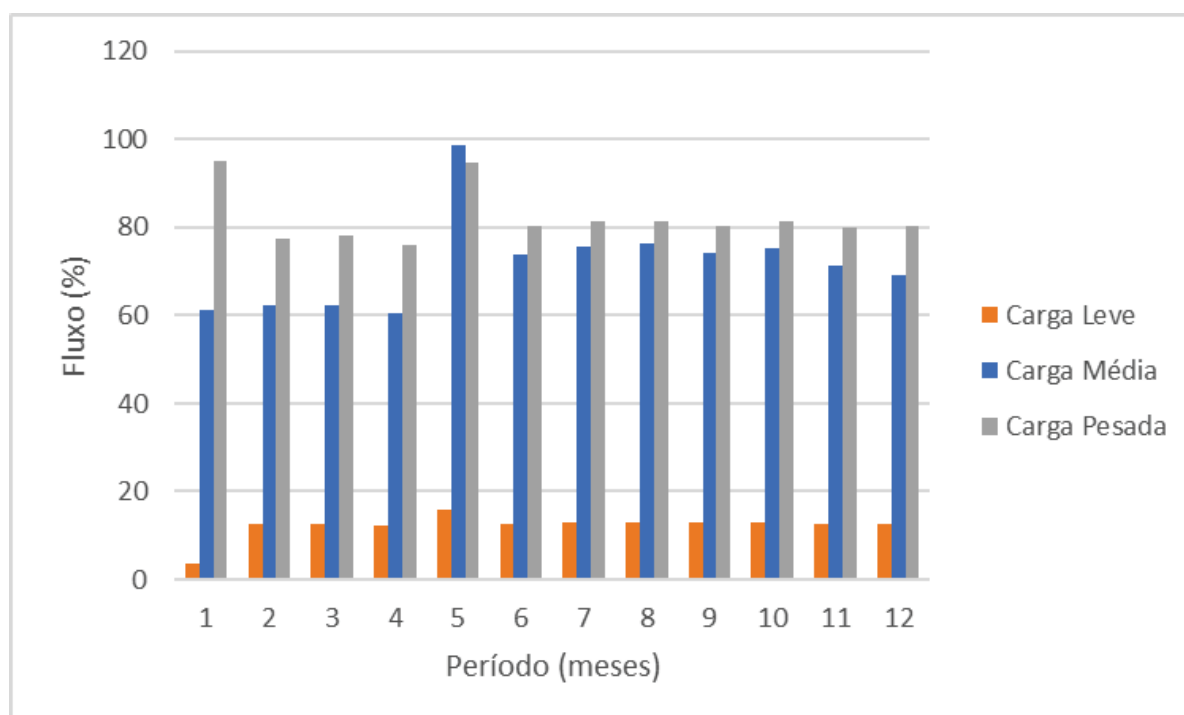
Os valores dos critérios de otimização descritos na equação 3.10 estão apresentados na Tabela 4.4. O *fitness_total* da simulação com ED apresentou um valor de função multiobjetivo 50 % menor que obtido pelo AG. Quanto ao custo computacional, o AG dispendeu o dobro do tempo para o mesmo número de gerações.

FIGURA 4.3: CARREGAMENTO PERCENTUAL DA LINHA 7 AG



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.4: CARREGAMENTO PERCENTUAL DA LINHA 7 ED



FONTE: O autor (2020)

TABELA 4.4: RESUMO DOS CRITÉRIOS DA FUNÇÃO MULTIOBJETIVO PARA O CENÁRIO A

função	AG	ED
f_{def}	0,2416357338	0,0680641072
f_{vol}	0,4664497050	0,0259717042
f_{vfinal}	0,1949976732	0,2500000000
f_c (térmicas)	0,2834858889	0,2508594214
f_{cc} (fictícia)	0	0
$fitness_total$	2,4197760631	1,0078545736
Tempo (horas)	13,4136211901	6,4648821721

FONTE: O autor (2020)

Para avaliar as técnicas quanto à reprodutibilidade da solução, fez-se um estudo estatístico através de medidas de desvio padrão populacional e variância populacional para os critérios de otimização que estão apresentados na Tabela 4.5. Como pode-se observar através da magnitude dos valores de variância advindos do AG, os despachos escolhidos são muito diferentes entre as simulações.

TABELA 4.5: COMPARAÇÃO QUANTO A REPRODUTIBILIDADE DA SOLUÇÃO

função	AG		ED	
	Variância	Desvio Padrão	Variância	Desvio Padrão
f_{def}	1310,627742	36,20259303	0,0006481256637	0,0254583122709
f_{vol}	0,004819233	0,069420695	0,0021521698710	0,0463914848971
f_{vfinal}	0,000517029	0,022738278	0,0008128728309	0,0285109247636
f_c (térmicas)	0,17275095	0,415633192	0,0000047172663	0,0021719268691
f_{cc} (fictícia)	0,021506522	0,146651021	0	0
$fitness_total$	12034,20516	109,7005249	0,0254109620821	0,1594081619054

FONTE: O autor (2020)

A literatura indica que a técnica de ED apresenta maior capacidade de reprodutibilidade da solução e essa característica é evidenciada pela magnitude dos dados de desvio padrão e variâncias das simulações advindas da ED. Observa-se também que em nenhuma das simulações de ED admitiu-se a geração de potência

fictícia. Entretanto, algumas soluções no caso de AG, mesmo após as 2000 gerações, apresentaram otimalidade com corte de carga.

Adicionalmente a essa discussão, os tempos médios de simulação foram observados. Para o AG, o tempo médio foi de 24,12 horas e para ED foi de 4,53 horas. Ou seja, o ED apresenta, em média, um tempo 5 vezes menor.

Sendo assim pode-se concluir que a técnica de ED apresenta melhores resultados para o problema de coordenação hidrotérmica eólica.

4.2.1.2 Cenário B: Análise quanto aos mecanismos de mutação para o caso 2

Como discutido na seção 3.4.1, referente à modelagem da ED, cada problema pode apresentar uma técnica de mutação mais aderente. As técnicas de mutação descritas na Tabela 3.1 foram testadas para o caso 2.

Para essa formulação com a parametrização representada na Tabela 3.8, os critérios da função multiobjetivo com seus respectivos valores estão apresentados na Tabela 4.6.

TABELA 4.6: ESTRATÉGIAS DE MUTAÇÃO APLICADAS AO CASO 2

Estratégia	f_{def}	f_{vol}	f_{vfinal}	f_c	f_{cc}	$fitness_total$	Tempo(h)
1	0,131	0,145	0,187	0,252	0	1,374	2,935
2	0,201	0,323	0,209	0,273	0	2,007	0,884
3	0,111	0,100	0,250	0,251	0	1,287	4,376
4	0,116	0,120	0,149	0,253	0	1,242	4,551
5	0,126	0,134	0,258	0,255	0	1,416	0,980
6	0,090	0,064	0,194	0,252	0	1,095	4,575
7	0,123	0,134	0,243	0,253	0	1,385	1,837
8	0,068	0,026	0,250	0,251	0	1,008	6,465
9	0,084	0,043	0,194	0,254	0	1,041	3,738
10	0,207	0,362	0,231	0,265	0	2,106	0,663

FONTE: O autor (2020)

Apesar da estratégia 8 ser a solução com maior custo computacional ela apresentou o menor $fitness_total$. Sendo assim, essa se mostrou a melhor estratégia de evolução para essa formulação.

Nas simulações dos casos 3, 4 e 5 essa estratégia foi a adotada para todas as simulações.

4.2.1.3 Cenário C: Comparação entre os casos 2 e 3

Um dos principais objetivos desta tese é analisar qual a influência que a representação não linear da rede elétrica tem no despacho energético e elétrico de um sistema hidrotérmico eólico. Sendo assim, este cenário C foi amplamente explorado quanto aos aspectos hídricos, elétricos e, principalmente, quanto à influência que as restrições elétricas têm sobre a regularização dos reservatórios onde estão localizadas as usinas.

Cabe ressaltar que os resultados apresentados a seguir são referentes aos obtidos via ED, pois a utilização do FPO não linear com AG foi muito onerosa do ponto de vista computacional, aproximadamente o triplo do tempo em relação à formulação com ED, e os resultados apresentados no cenário A permitem afirmar que a ED evolui em menor tempo para uma solução com menor custo já na formulação linear.

A Tabela 4.7 apresenta os valores totais de energia hidrelétrica, termelétrica, eólica, fictícia (corte de carga) e os valores dos critérios de otimização.

TABELA 4.7: RESUMO DOS VALORES TOTAIS DOS CASOS 2 E 3

Característica	Caso 2 (FPO_L)	Caso 3 (FPO_NL)
Geração hidrelétrica (puh)	972,775	982,872
Geração termelétrica (puh)	3,673	4,502
Geração eólica (puh)	40,146	40,146
Geração fictícia (puh)	0	0
Carga (puh)	1016,593	1016,593
Geração Total (puh)	1016,593	1027,521
Perdas (puh)	0,0	10,927
f_{def}	0,0680641072	2,604341056834
f_{vol}	0,0259717042	0,143407866545
f_{vfinal}	0,2500000000	0,258453006866

Característica	Caso 2 (FPO_L)	Caso 3 (FPO_NL)
f_c (térmicas)	0,2508594214	0,307540914751
f_{cc} (fictícia)	0	0
$fitness_total$	1,0078545736	8,973373762419
Tempo (h)	6,4648821721	47,532851495548
Variância	0,0254109620821	189,314462884755
Desvio Padrão	0,1594081619054	13,759159236115

FONTE: O autor (2020)

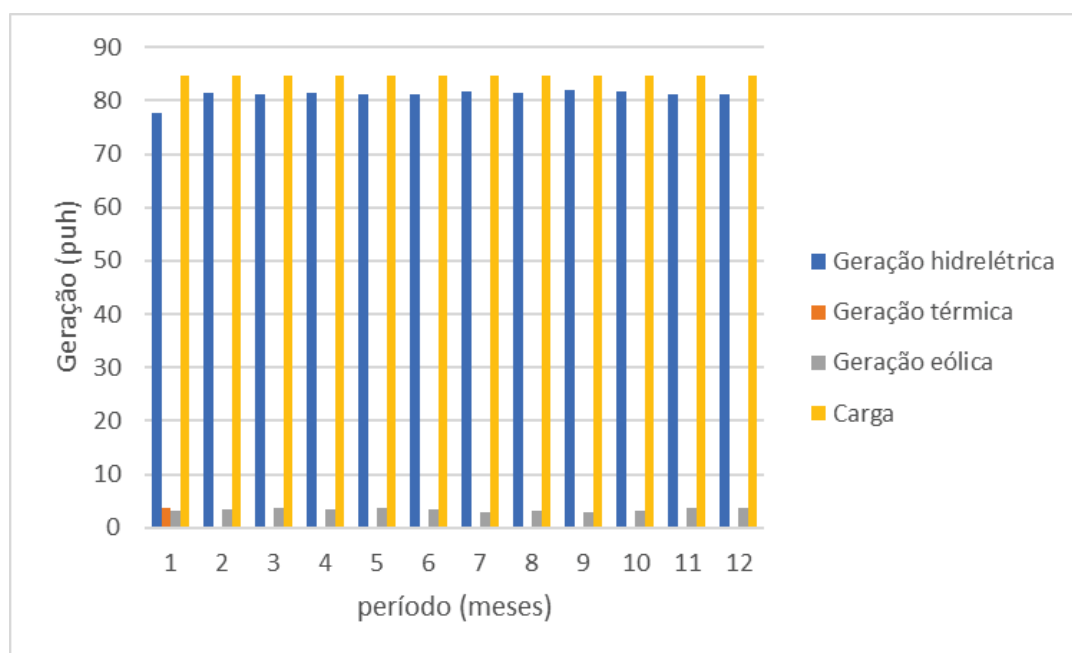
Ao analisar a Tabela 4.7 pode-se perceber que o FPO_NL apresentou um despacho maior das usinas hidrelétricas. Entretanto, ao se comparar o valor do critério f_{def} , pode-se perceber que houve ocorrência de vertimento em momentos que as usinas de reservatório com regularização não estão em seu volume máximo, medida que, de acordo com a modelagem adotada, impacta na f_{def} e por consequência eleva significativamente o $fitness_total$.

Quanto à geração térmica, houve um incremento de aproximadamente 22% de geração para formulação não linear da rede. Esse incremento de geração térmica associado à geração hídrica deve-se ao cálculo das perdas inseridas na formulação não linear. Isto é um elemento a mais que precisa ser considerado na análise dos resultados obtidos. Isto é, a formulação não linear é mais detalhada do que a linear.

Em nenhuma das simulações houve geração de energia fictícia, a formulação prevê que o corte seja acionado somente se toda a geração de energia esteja no seu máximo para todas as fontes consideradas. Como em nenhum dos cenários a geração térmica atingiu seu valor máximo, não houve corte de carga.

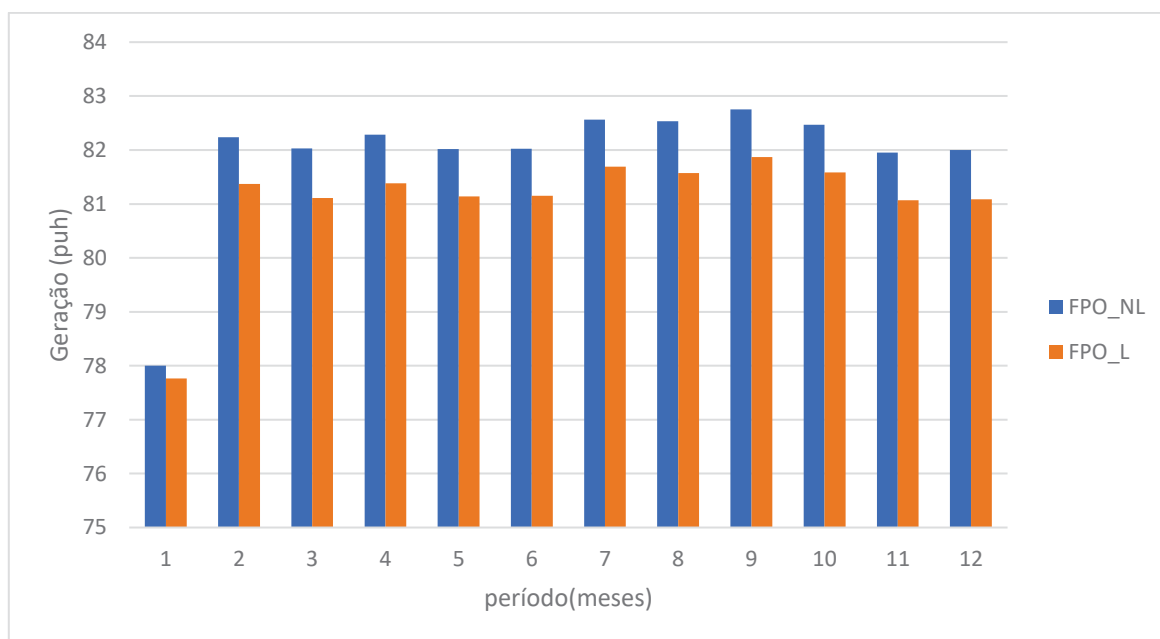
A Figura 4.5 exemplifica o balanço de potência ativa para o FPO_L, o comportamento do despacho adotado pela FPO_NL é similar, sendo assim optou-se por representar apenas o primeiro. A Figura 4.6 compara os despachos hídricos totais entre as modelagens com FPO_L e FPO_NL.

FIGURA 4.5: BALANÇO DE POTÊNCIA FPO_L



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.6: COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO HÍDRICA ENTRE FPO_L E FPO_NL



FONTE: O autor (2020)

A Figura 4.6 mostra que os despachos totais adotados são muito parecidos e que a inserção das perdas faz com que o FPO_NL despache mais geração hidrelétrica. Para comparar pontualmente os despachos de cada usina hidrelétrica do sistema teste utilizando FPO_L e FPO_NL, a Figura 4.7 à Figura 4.30 apresentam os

balanços hídricos e os aspectos elétricos obtidos pelas duas formulações. Cabe reiterar que a formulação através do FPO_NL permite monitorar as magnitudes das tensões nas barras e as perdas elétricas.

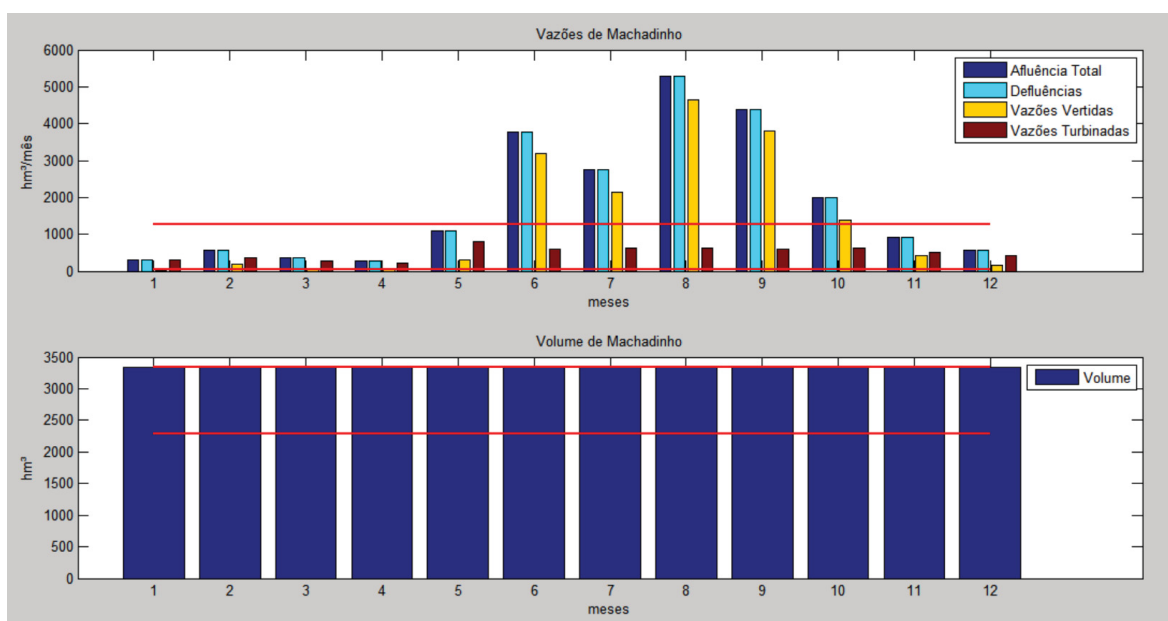
Ao analisar cada usina do sistema, a fim de comparar a influência que a modelagem da rede elétrica tem sobre os despachos, as diferenças ficam mais evidentes do que fazendo apenas a avaliação dos valores totais de geração.

Comparando a Figura 4.8 em relação à Figura 4.7 quanto à UHE de Machadinho, pode-se perceber que ao usar o FPO_NL houve um maior deplecionamento do reservatório nos períodos 2 a 5 e 11 e também um maior turbinamento e menor vertimento no período 10, onde o volume do reservatório está maximizado. Quanto às magnitudes de tensão na barra da usina pode-se perceber pela Figura 4.9 uma certa folga com relação ao limite máximo, ou seja, o limite de tensão para essa usina não é uma limitação.

Presume-se que a formulação que utiliza FPO_NL deplecionou a UHE de Machadinho cujo reservatório está no rio Uruguai, pois as maiores cargas desse sistema, as barras de Gravataí e Blumenau, estão muito próximas desta usina.

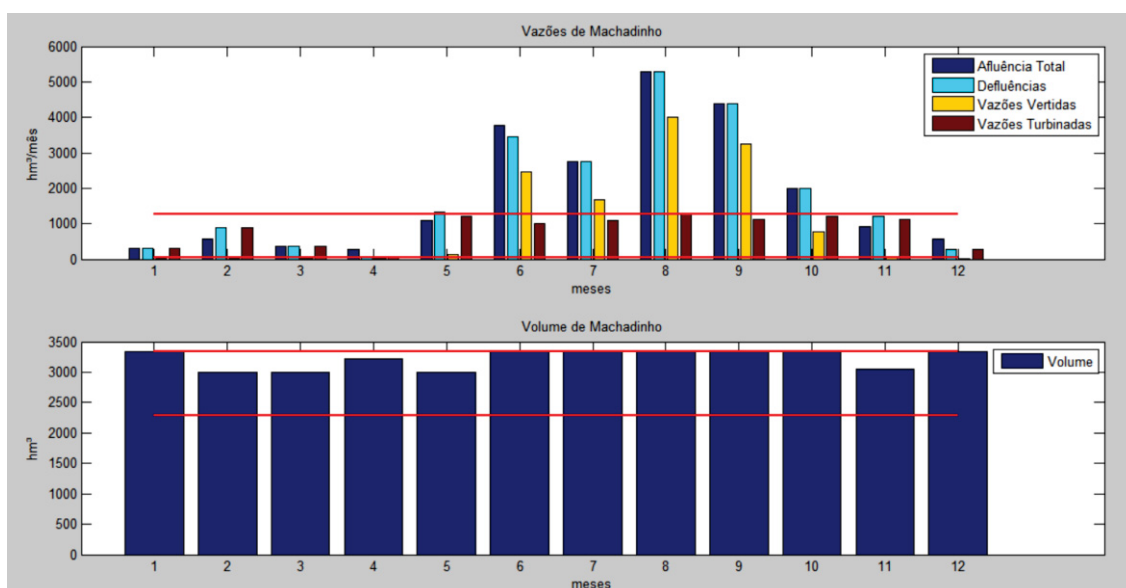
A formulação não linear da rede faz a incorporação de perdas por transmissão. Sendo assim, as usinas mais próximas aos grandes centros de carga tendem a deplecionar para minimizar as perdas na formulação não linear.

FIGURA 4.7: BALANÇO HÍDRICO DA UHE MACHADINHO FPO_L



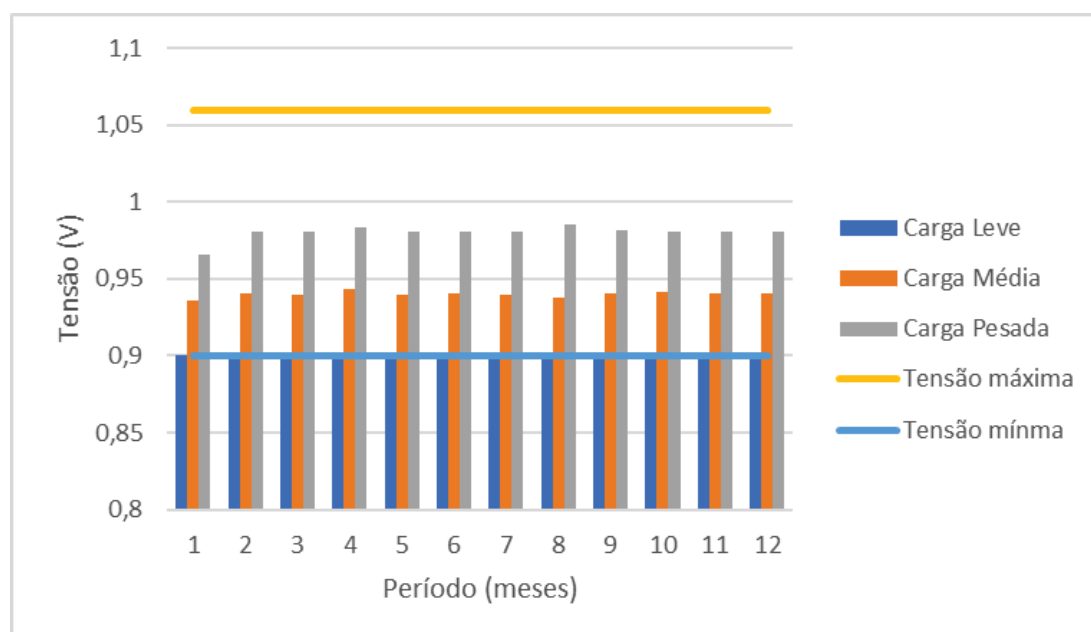
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.8: BALANÇO HÍDRICO DA UHE MACHADINHO FPO_NL



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.9: MAGNITUDES DE TENSÕES NA BARRA DA UHE MACHADINHO



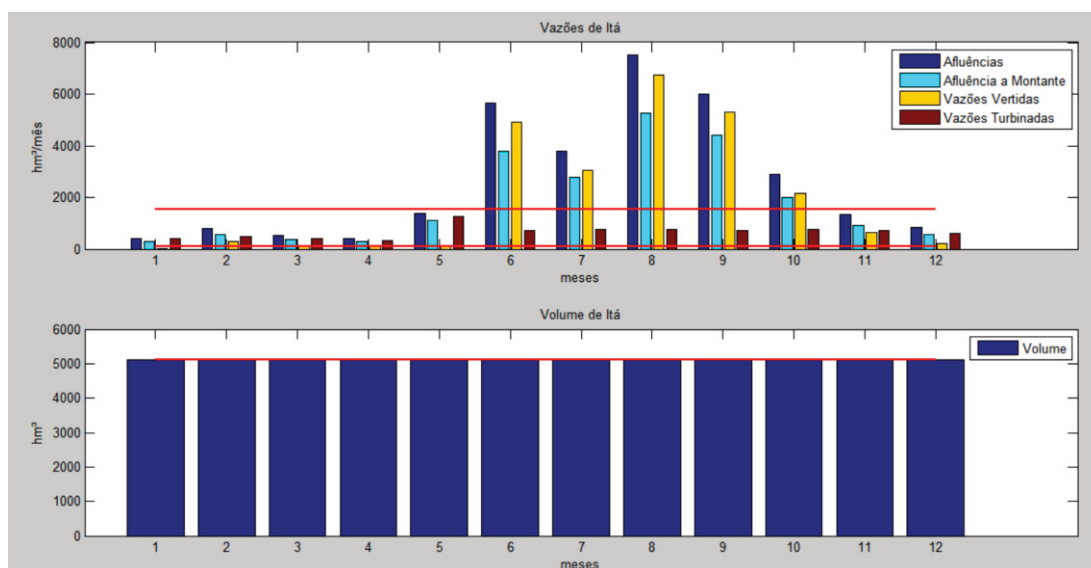
FONTE: O autor (2020)

As Figura 4.10 e Figura 4.11 se referem à UHE Itá e mostram que, para vários períodos, o turbinamento fica muito próximo ao valor mínimo no FPO_NL (Figura 4.11).

Entretanto, quando se analisam as magnitudes de tensão nessa barra (Figura 4.12), pode-se perceber que na carga pesada seus valores chegam muito próximos

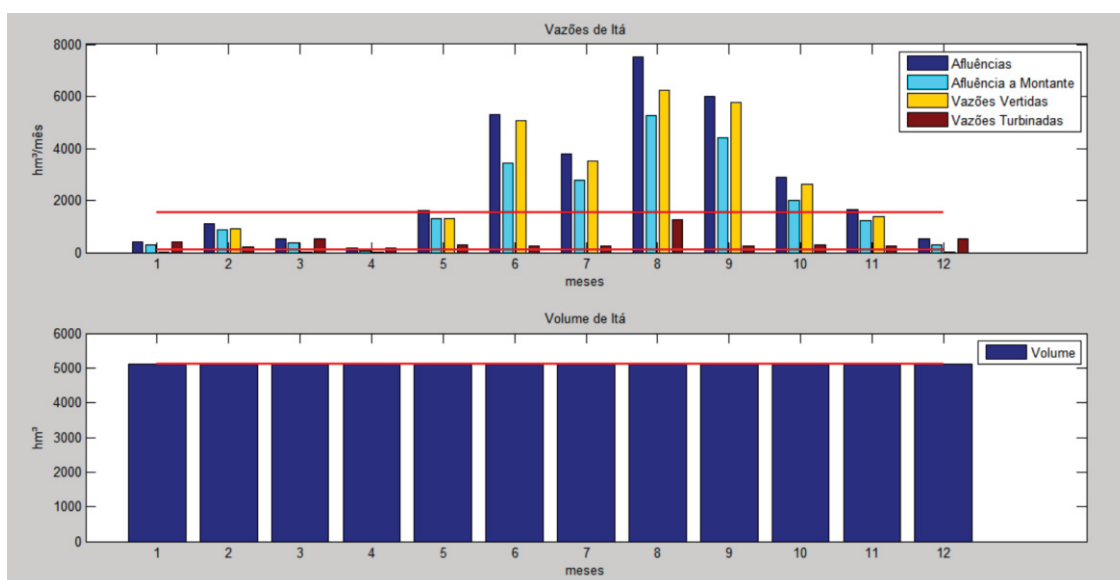
às tensões máximas admitidas. Ou seja, se essa usina fosse chamada a gerar, acarretaria em ativação dos limites de tensão.

FIGURA 4.10: BALANÇO HÍDRICO DA UHE ITÁ FPO_L



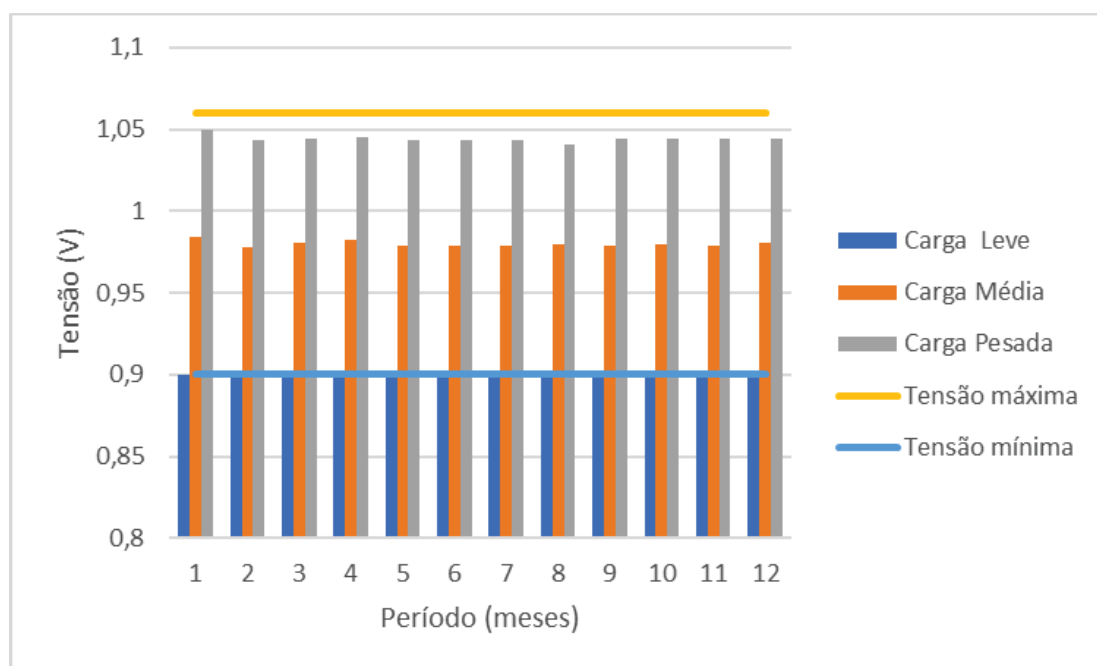
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.11: BALANÇO HÍDRICO UHE ITÁ FPO_NL



FONTE: O autor (2020)

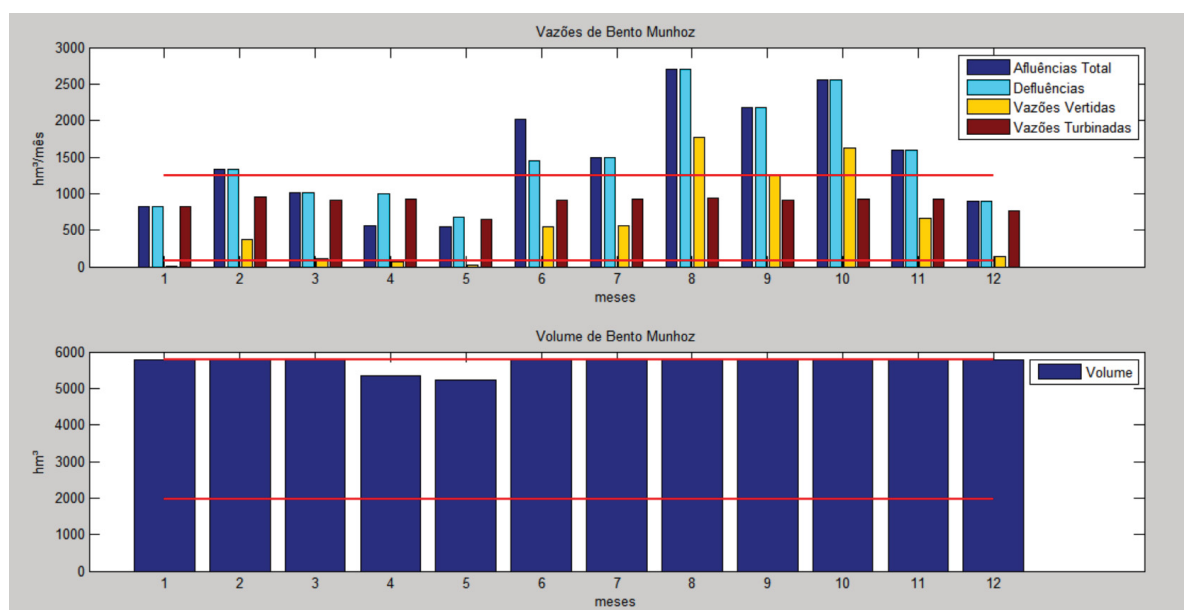
FIGURA 4.12: MAGNITUDES DE TENSÕES NA BARRA DA UHE ITÁ



FONTE: O autor (2020)

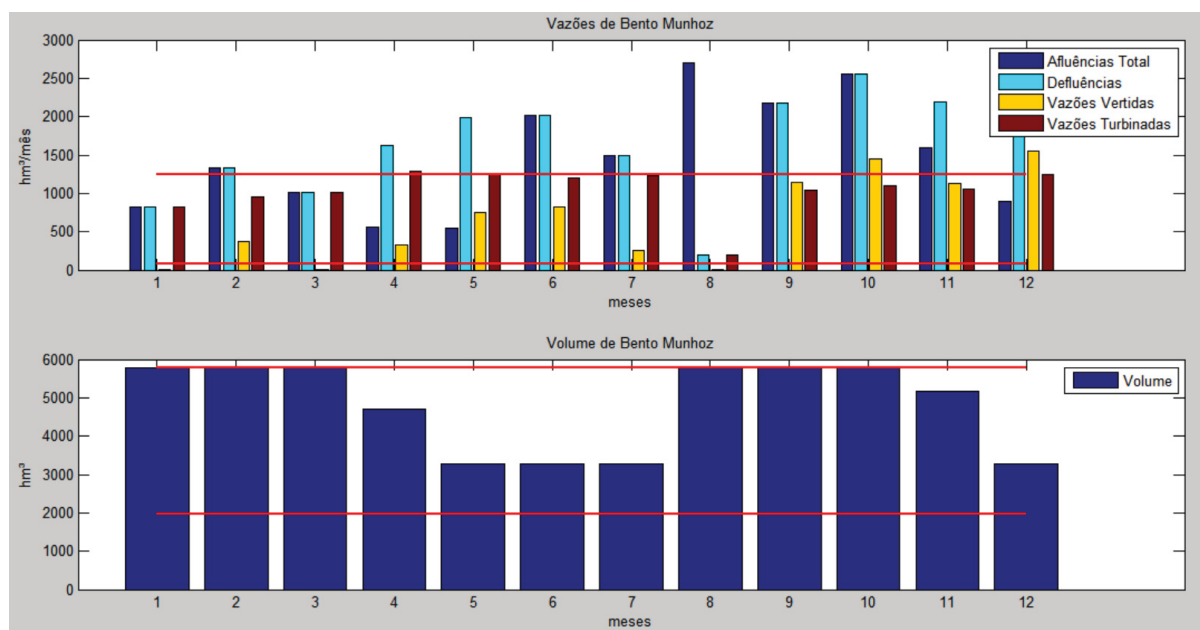
Um dos despachos mais distintos entre si é o da UHE de Bento Munhoz como pode ser visto nas comparações entre as Figura 4.13 e Figura 4.14. Para a formulação com FPO_NL (Figura 4.14), os períodos de 4 a 7 deplecionam o reservatório, o que não é observado nos mesmos períodos da Figura 4.13 onde essa representa o FPO_L. A Figura 4.15 mostra que as tensões nessa barra para carga pesada estão muito próximas ao valor máximo. Pode-se presumir que esse comportamento pode ser devido ao gerenciamento das perdas elétricas, pois é uma usina próxima ao centro de carga suprido pela subestação de Bateias.

FIGURA 4.13: BALANÇO HÍDRICO UHE BENTO MUNHOZ FPO_L



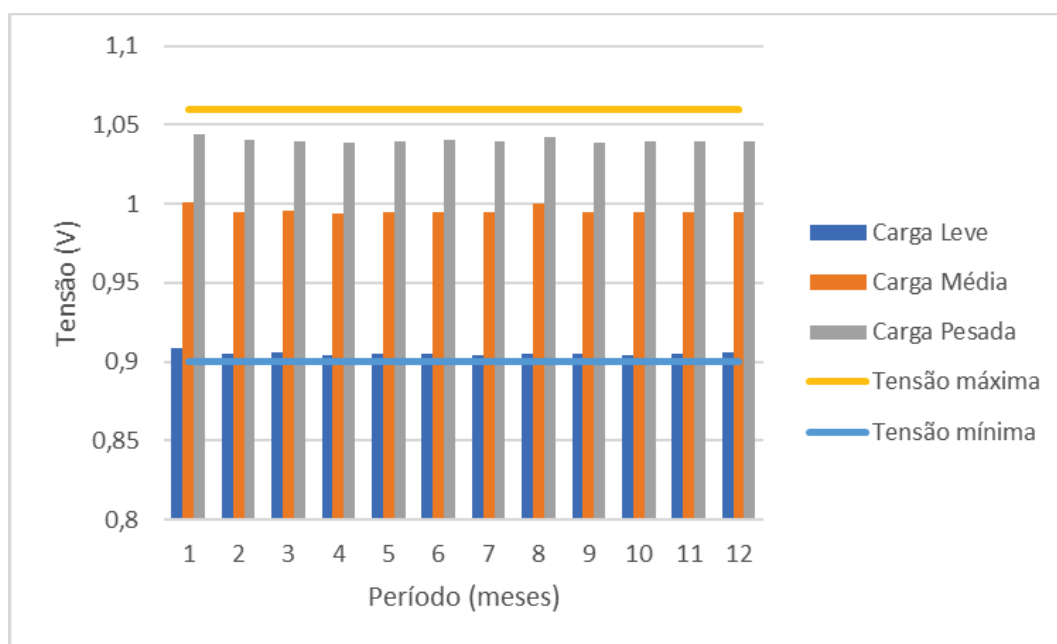
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.14: BALANÇO HÍDRICO DA UHE BENTO MUNHOZ FPO_NL



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.15: MAGNITUDES DE TENSÕES NA BARRA DA UHE BENTO MUNHOZ

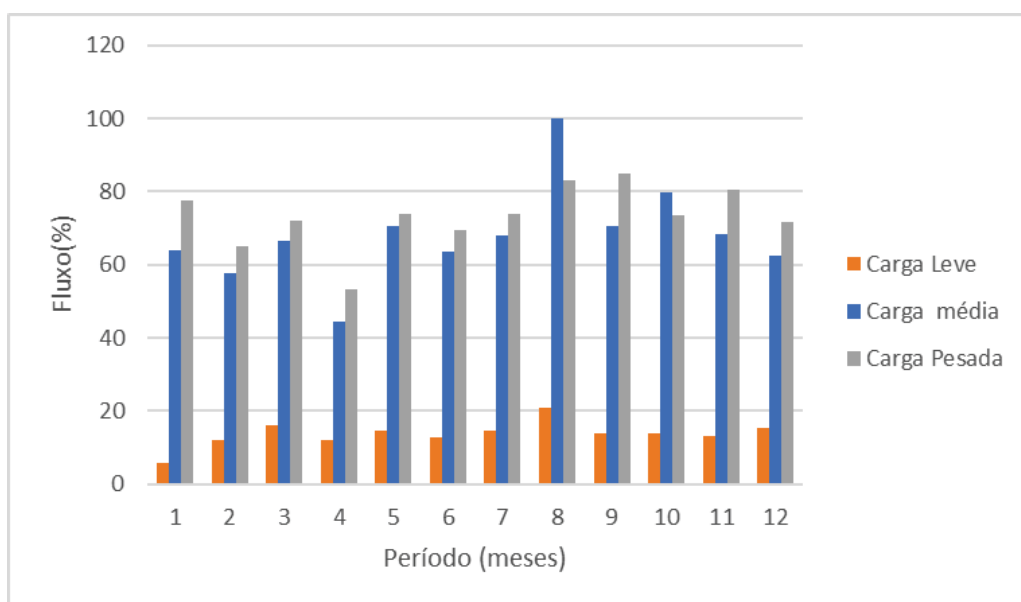


FONTE: O autor (2020)

Além disso, a UHE Bento Munhoz é a usina de cabeceira do Rio Iguaçu, que conta com mais duas usinas de reservatório e duas a fio de água. Quanto aos parâmetros elétricos é a geração de potência mais alta, com duas das três linhas monitoradas conectadas a essa unidade geradora. Sendo uma delas conectada a uma outra unidade geradora, linha 7, que a conecta a UHE de Segredo.

Assim, é conveniente fazer uma comparação da Figura 4.16 referente ao fluxo percentual com FPO_NL com a Figura 4.4 que é referente à mesma linha com FPO_L. Pode-se perceber que com o FPO_L houve carregamento máximo no período 5, enquanto que com o FPO_NL o carregamento máximo ocorreu no período 8 no patamar de carga média.

FIGURA 4.16: FLUXO DE POTÊNCIA NA LINHA 7 FPO_NL

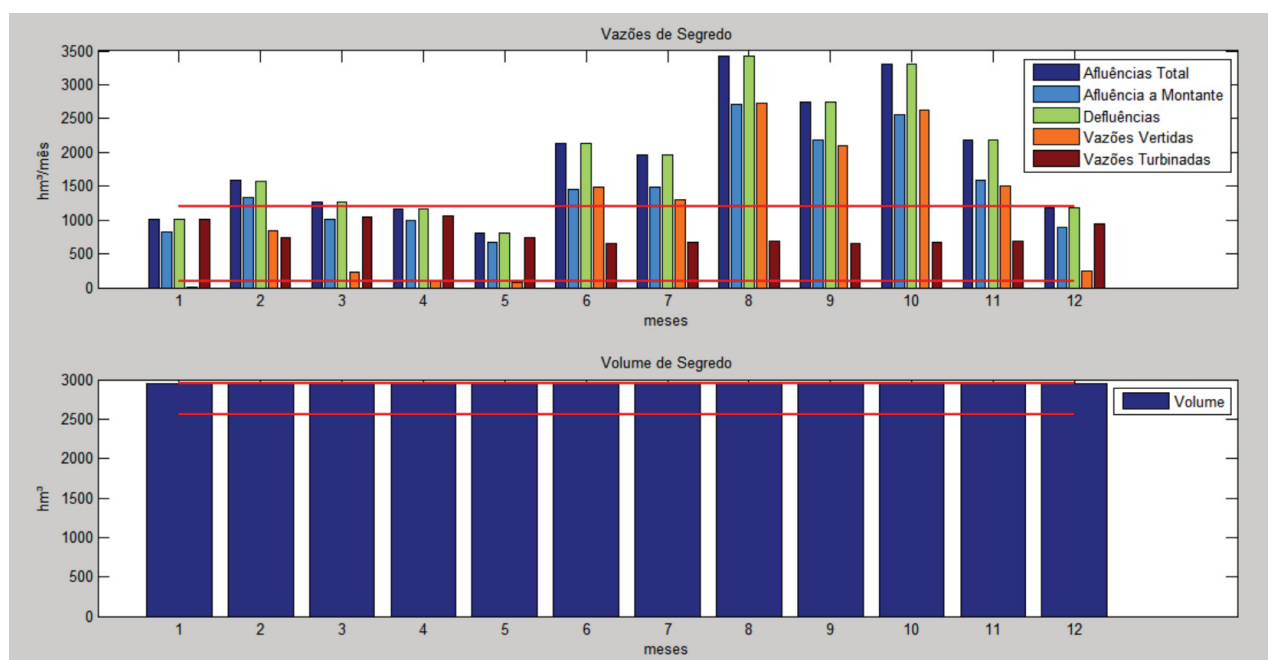


FONTE: O autor (2020)

Os despachos adotados pela UHE de Segredo são muito parecidos como pode ser observado através das Figura 4.17 e Figura 4.18. Porém observa-se uma maior presença de vertimento com relação ao FPO_L. Isso é mais evidente nos últimos períodos. Isso se deve ao fato de que o despacho adotado para a UHE Bento Munhoz, usina a montante, depleciona seu reservatório, com a finalidade de diminuir o custo total e a UHE de Segredo para compensar precisa verter a vazão afluente em excesso. Isso se deve ao fato de Bento Munhoz possuir uma localização estratégica, onde sua produtividade é privilegiada no despacho adotado pelo FPO_NL.

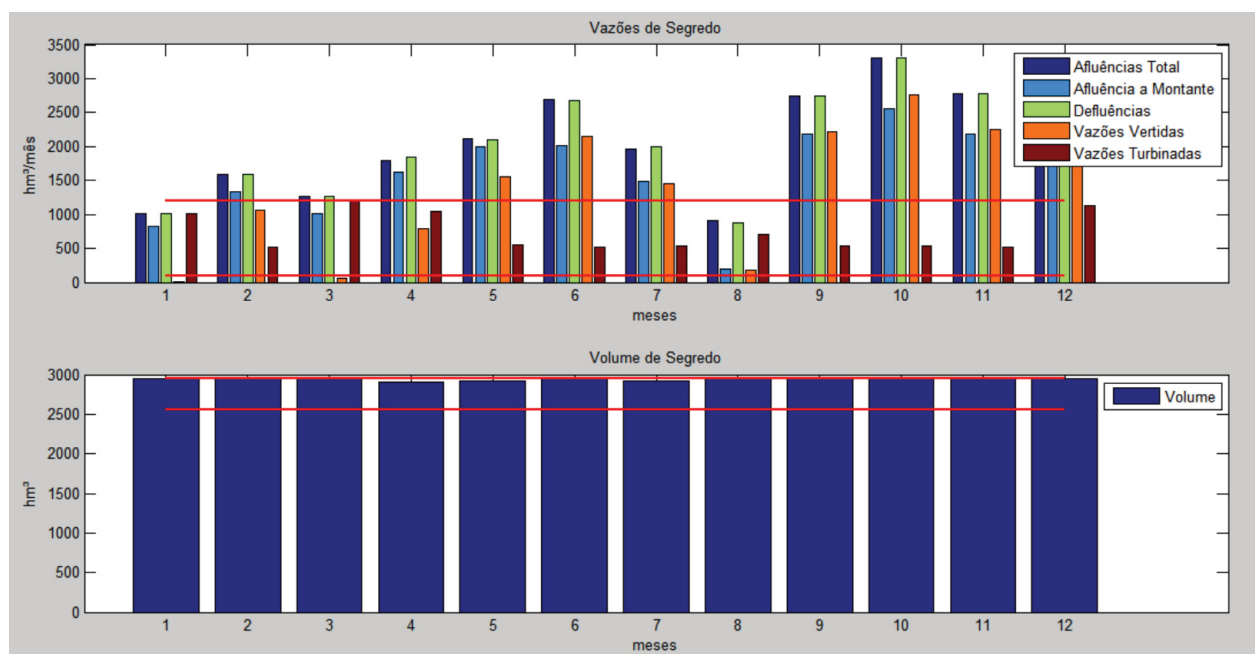
As tensões da UHE de Segredo estão mais altas já no patamar de carga média, como pode ser observado na Figura 4.19, ou seja, há também um gerenciamento para o estrangulamento da geração.

FIGURA 4.17: BALANÇO HÍDRICO DA UHE SEGREDO FPO_L



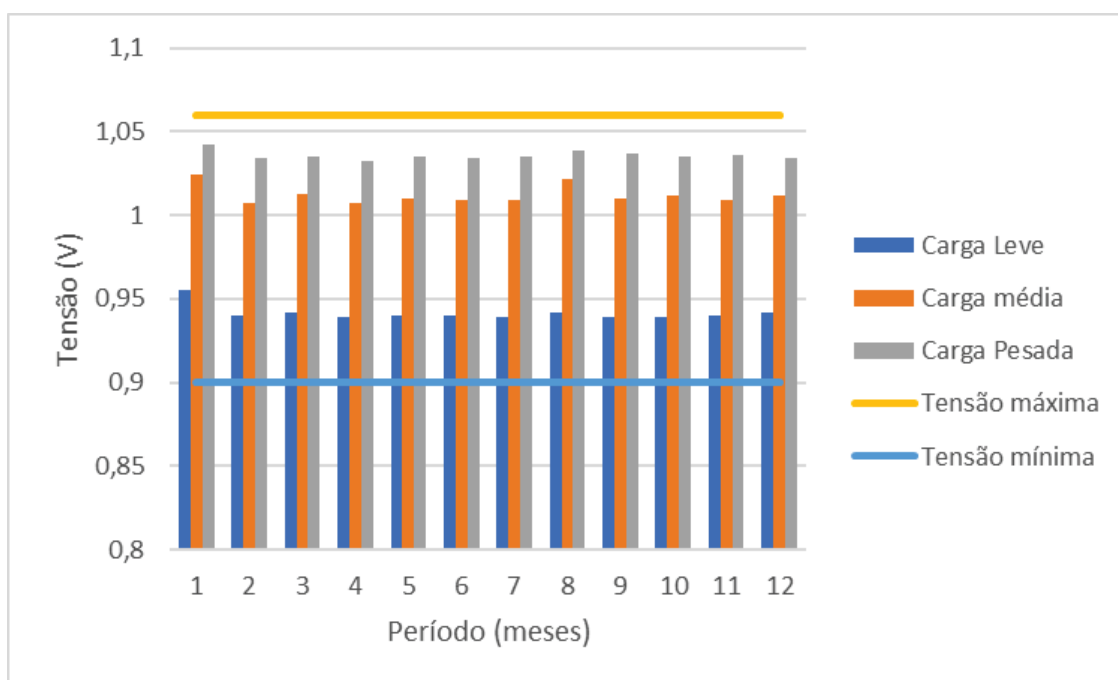
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.18: BALANÇO HÍDRICO DA UHE SEGREDO FPO_NL



Fonte: O autor (2020)

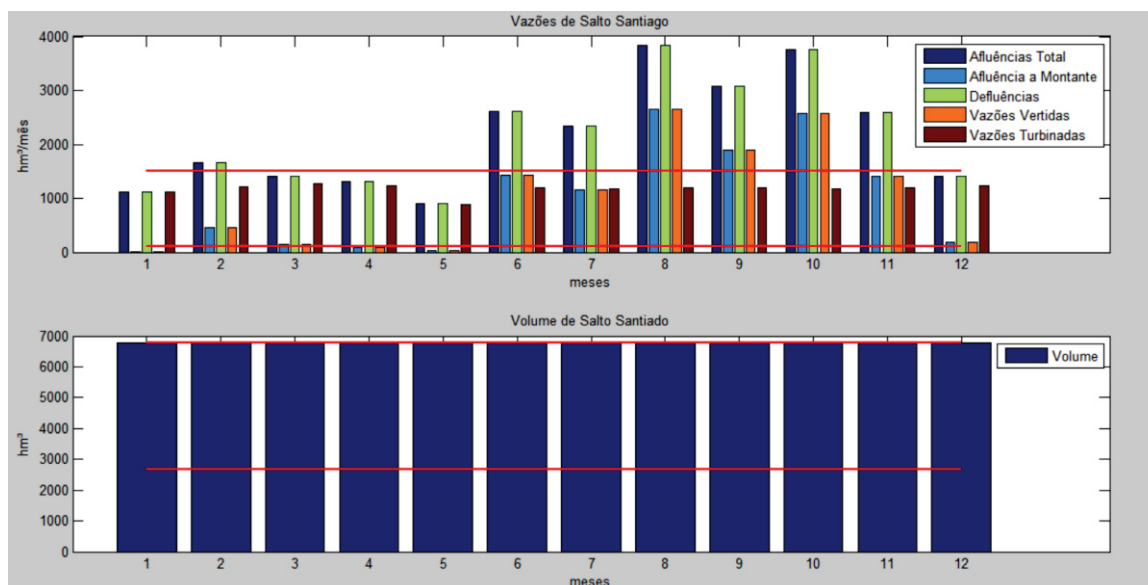
FIGURA 4.19: TENSÃO NA BARRA DA UHE SEGREDO



FONTE: O autor (2020)

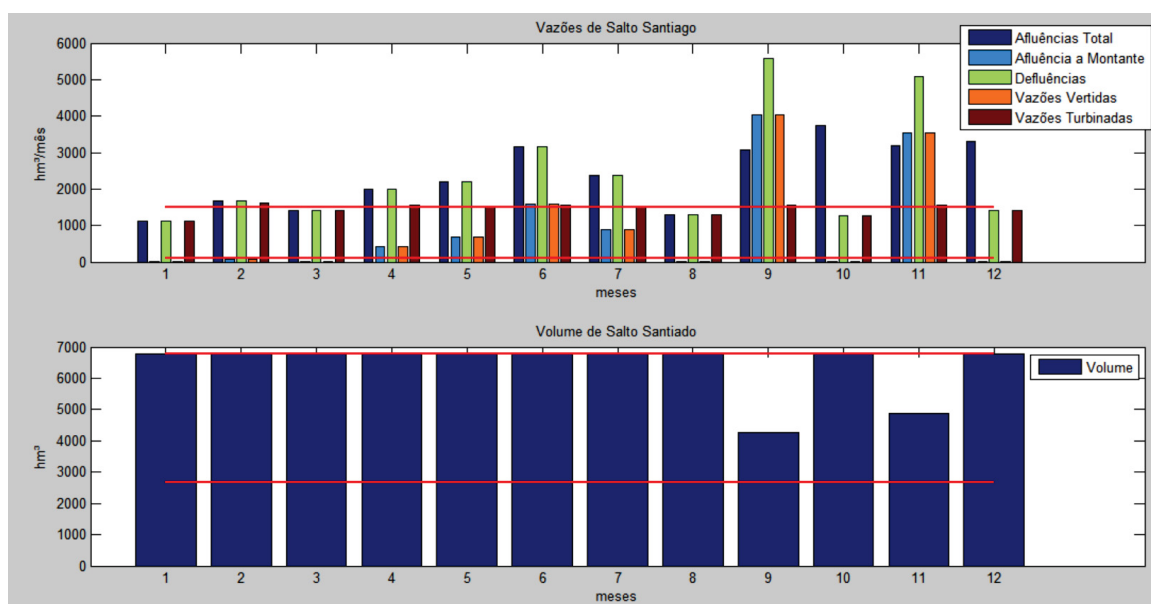
A última usina de reservatório a UHE de Salto Santiago, e ao se comparar as Figura 4.20 (FPO_L) e a Figura 4.21 (FPO_NL), verifica-se que a maior diferença está nos períodos 9 e 11, onde a formulação não linear da rede fez os reservatórios deplecionarem.

FIGURA 4.20: BALANÇO HÍDRICO UHE SALTO SANTIAGO FPO_L



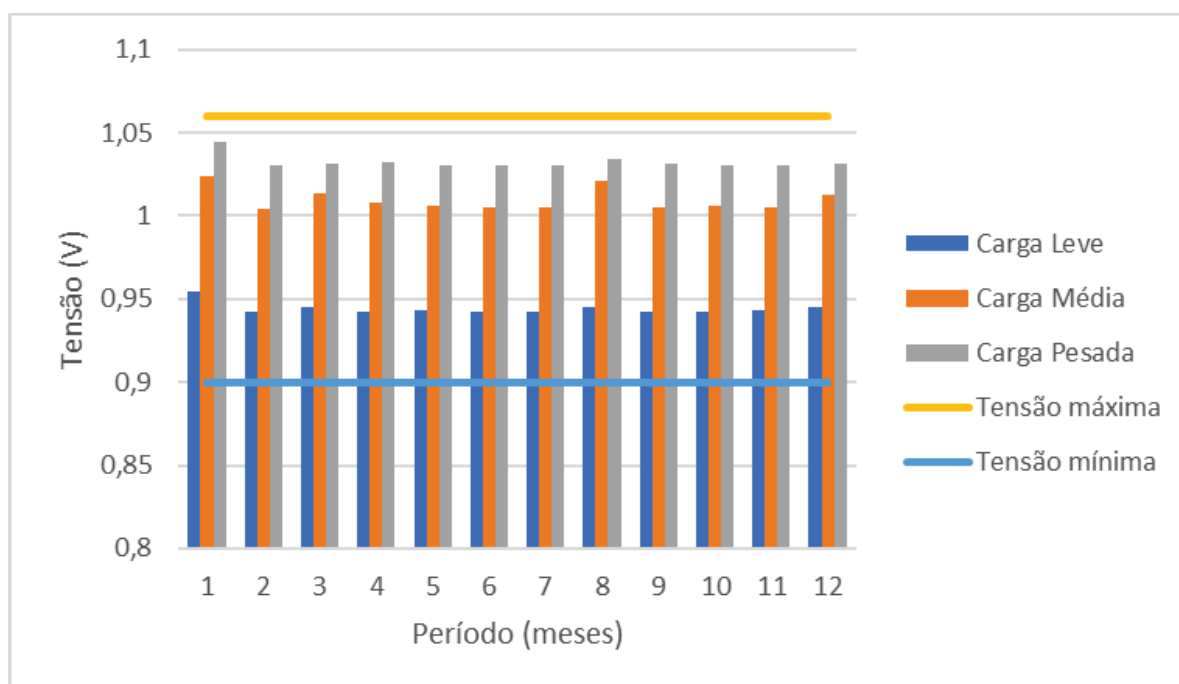
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.21: BALANÇO HÍDRICO DA UHE SALTO SANTIAGO FPO_NL



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.22: MAGNITUDE DE TENSÃO NA BARRA DA UHE SALTO SANTIAGO

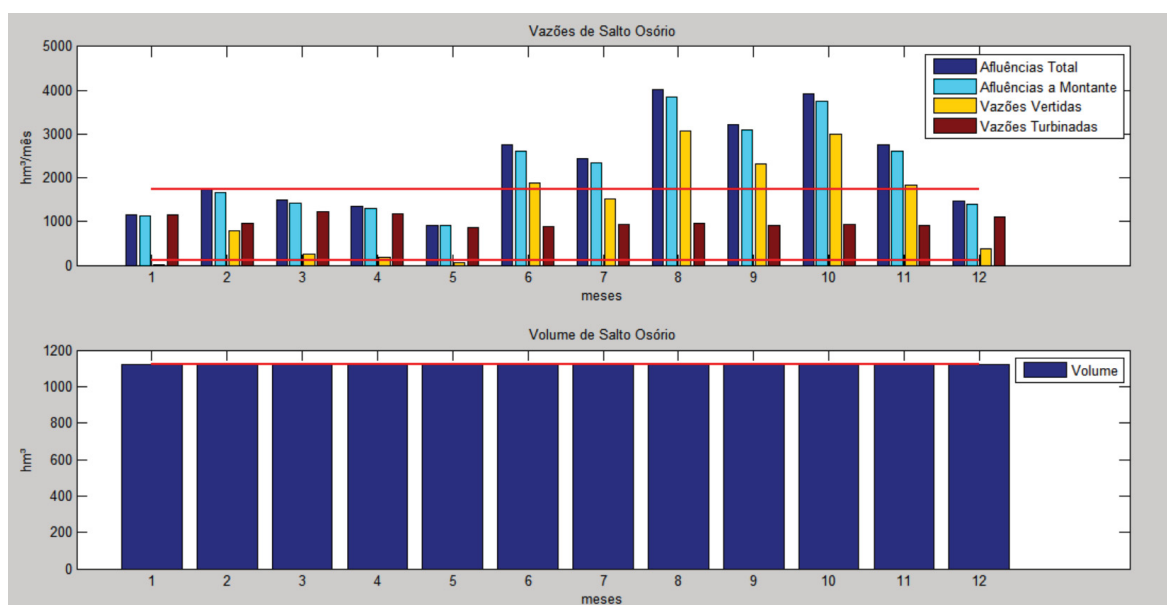


FONTE: O autor (2020)

A jusante de Salto Santiago tem-se a UHE de Salto Osório, da Figura 4.23 a Figura 4.25, e a UHE de Salto Caxias, Figura 4.26 a Figura 4.28. A UHE Salto Osório não se encontra próxima a área A, que contém as maiores cargas e há duas linhas que a conectam com a geração eólica. Sendo assim, a formulação não linear optou

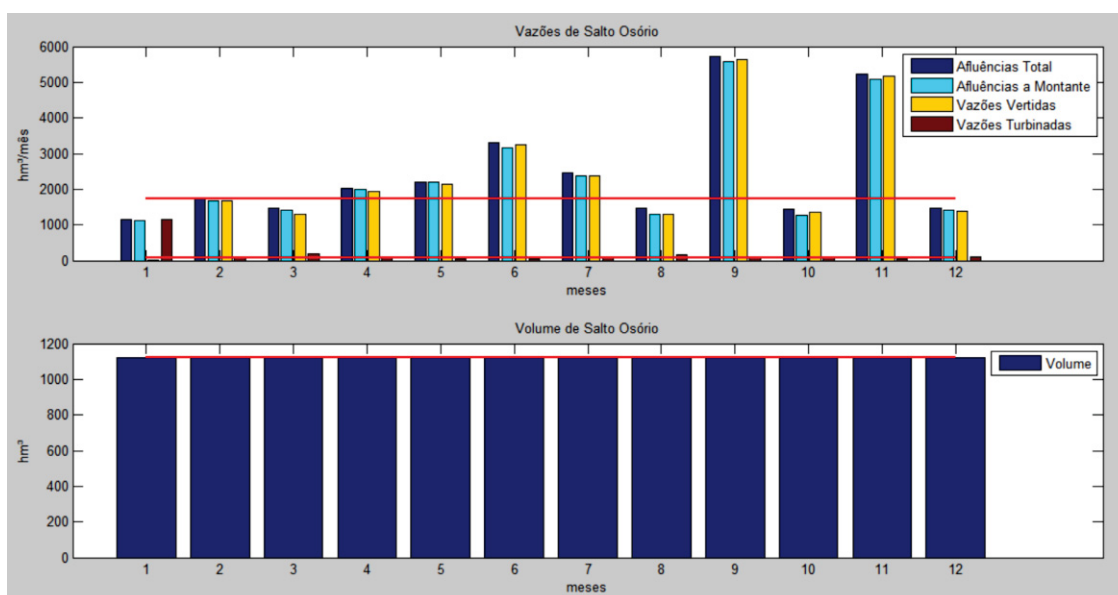
por despachar quase em todos os períodos com potência mínima (Figura 4.24). A Figura 4.25 apresenta as magnitudes de tensão na barra por patamar e pode-se perceber que no único período em que ela despachou acima do limite mínimo de potência, a magnitude de tensão atingiu seu limite máximo, ou seja, há uma evidente barreira de tensão nessa usina que limita seu despacho. Quanto à formulação linear da rede, foi registrado um despacho muito parecido em todos os meses, Figura 4.23. Cabe ressaltar que na Figura 4.5 fica evidenciada a geração de térmica apenas no período 1. Ou seja, é um período que todas as unidades hídricas precisam turbinar para minimizar o acionamento da térmica e/ou corte de carga.

FIGURA 4.23: BALANÇO HÍDRICO UHE SALTO OSÓRIO FPO_L



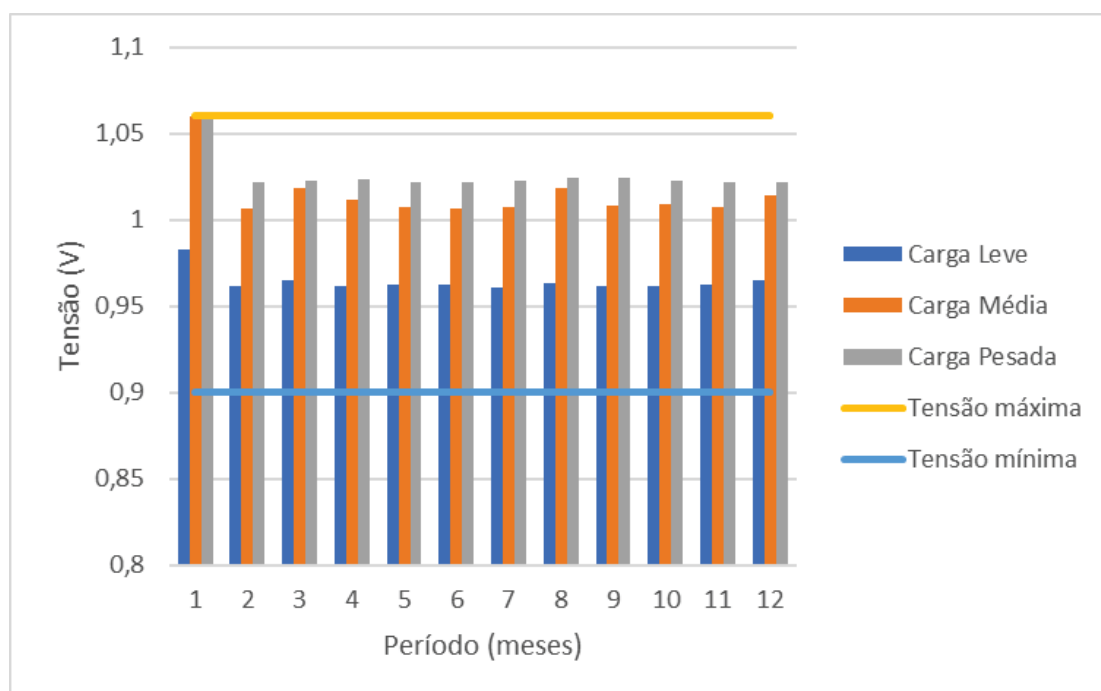
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.24: BALANÇO HÍDRICO DA UHE SALTO OSÓRIO FPO_NL



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.25: MAGNITUDE DE TENSÃO NA BARRA UHE SALTO OSÓRIO



FONTE: O autor (2020)

Quanto à UHE de Salto Caxias, que está localizada em uma região de maior concentração de carga, o FPO_NL despachou no máximo nos períodos 11 e 12 como

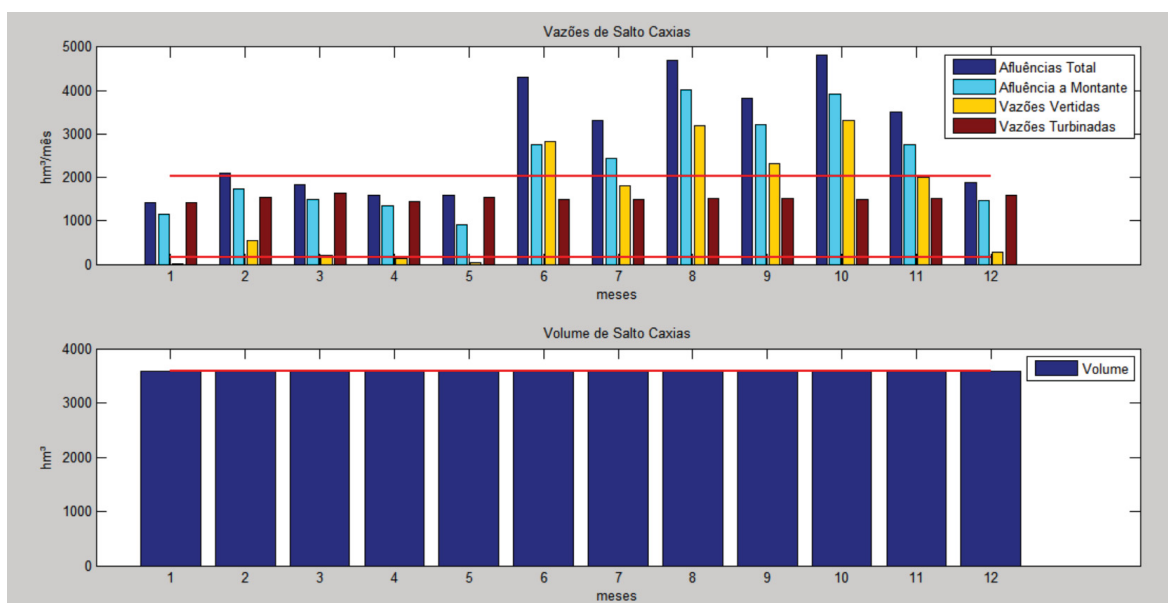
pode ser visto na Figura 4.27, característica que não é observada na Figura 4.26 (FPO_L).

O único período em que essa usina não despacha no máximo foi o período 1, onde a restrição quanto ao nível de tensão estava ativada (Figura 4.28), e todos os outros períodos para carga máxima chegou muito próximo ao limite máximo.

A UHE de Salto Caxias não possui reservatório, ela depende das defluências das usinas a montante. Para não verter além da capacidade, ela teve que turbinar na sua máxima capacidade devido ao deplecionamento ocorrido no reservatório da UHE de Salto Santiago que está a montante.

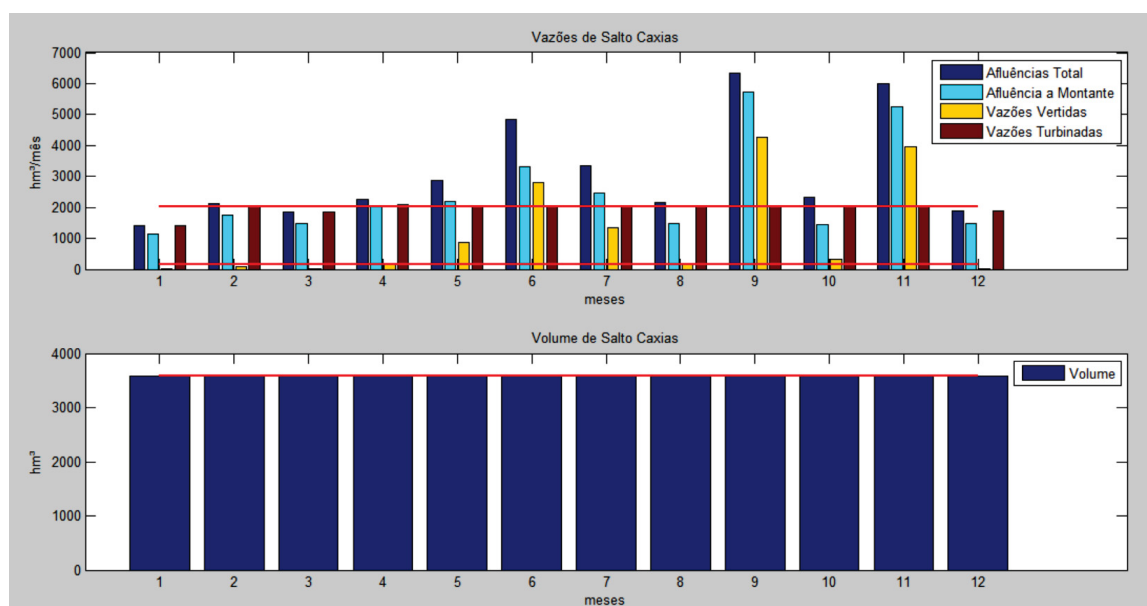
A formulação linear não é capaz de calcular as tensões nas barras e as perdas por transmissão. Nenhuma restrição de vertimento negativo foi admitida ao final das 2000 gerações, assim como nenhum caso de turbinamento abaixo do mínimo.

FIGURA 4.26: BALANÇO HÍDRICO UHE SALTO CAXIAS FPO_L



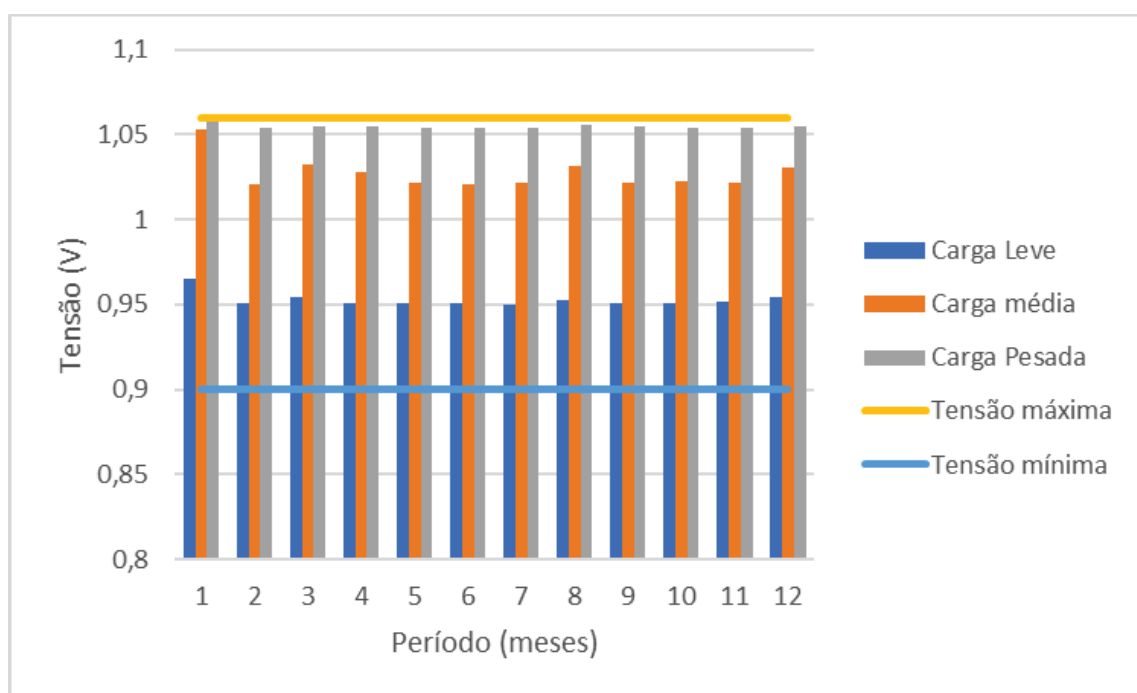
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.27: BALANÇO HÍDRICO DA UHE SALTO CAXIAS FPO_NL



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.28: MAGNITUDE DE TENSÃO NA BARRA DA UHE SALTO CAXIAS



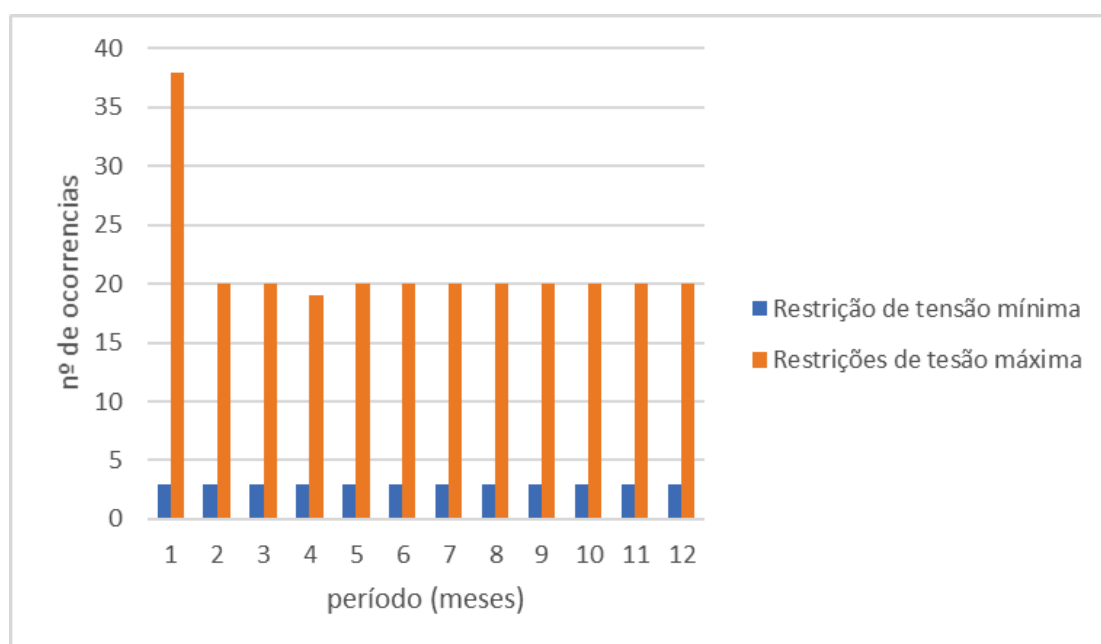
FONTE: O autor (2020)

De forma a quantificar as restrições de tensão ativadas, faz-se uma contagem de tensões 2% abaixo do limite máximo e 2% acima do limite mínimo, considerando

as restrições nesse intervalo como restrições ativadas. A Figura 4.29 apresenta essa contagem, o limite máximo de ocorrências para cada mês é 99, referente às 33 barras do sistema em seus 3 patamares de carga.

A Figura 4.29 ilustra que as restrições de tensão permeiam todo o sistema, o que impacta nos despachos realizados pelo FPO_NL, o que não ocorre quando se utiliza o FPO_L, pois essas restrições não estão lá modeladas.

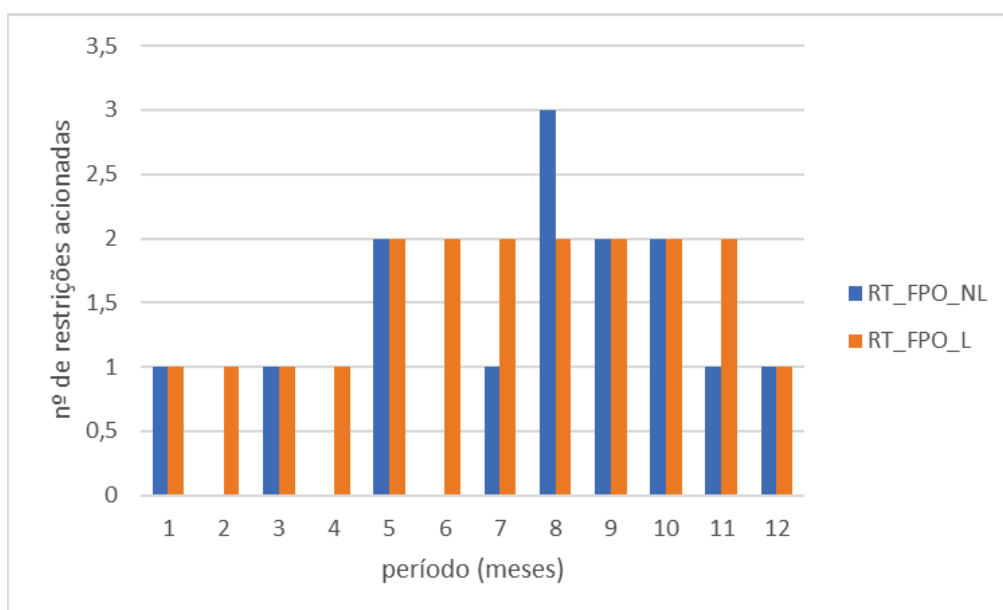
FIGURA 4.29: RESTRIÇÕES DE MAGNITUDES DE TENSÃO



FONTE: O autor (2020)

Os números de restrições de transmissão acionadas podem ser vistos na Figura 4.30. O número máximo de restrições para cada período é 9, referente às 3 linhas monitoradas em 3 patamares de carga. Foi considerada situação de acionamento de restrições fluxo acima de 80% do carregamento máximo da linha. Percebe-se que o impacto no monitoramento das linhas não se modificou significativamente ao utilizar a versão linear e não linear da rede.

FIGURA 4.30: RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO



FONTE: O autor (2020)

De forma a comparar quantitativamente os gerenciamentos das unidades hídrica pode-se citar a Tabela 4.8. Nessa tabela, os efeitos das usinas de cabeceira ficam mais evidenciados. Por exemplo, a UHE Bento Munhoz, usina de cabeceira do rio Iguaçu que apresenta duas usinas de reservatório a jusante, teve que turbinar muito mais para o atendimento da mesma demanda em aproximadamente 27%. Efeito também observado na UHE de Machadinho.

O efeito das perdas de transmissão fica também evidenciado com a UHE de Salto Osório, que não está localizada próxima a nenhum centro de carga e na FPO_NL gerou no mínimo em quase todos os meses.

TABELA 4.8: GERAÇÃO POR UHE

Usinas Hidrelétricas	Geração Total (puh)	
	FPO_L	FPO_NL
Bento Munhoz	213,6147368	273,6414449
Salto Caxias	120,1140911	118,5427199
Salto Segredo	70,13276629	118,0533101
Itá	194,2246979	201,7511992
Machadinho	188,8159597	197,5467609
Salto Osório	95,06464729	20,93529749
Salto Santiago	90,80777316	52,4014719

FONTE: O autor (2020)

4.2.1.4 Cenário D: Comparação entre os casos 3, 4 e 5

A Tabela 4.9 apresenta os valores totais de geração hídrica, eólica, térmica e fictícia (corte de carga) para todas as formulações com o FPO_NL. Essas simulações diferem entre si pelo acionamento de alocação de reserva e monitoramento de fluxos das linhas que conectam as áreas.

TABELA 4.9: VALORES TOTAIS DE GERAÇÃO DOS CASOS 3, 4 E 5

Característica	Caso 3 (FPO_NL)	Caso 4 (FPO_NL_cR)	Caso 5 (FPO_NL_cRel)
Geração hidrelétrica (puh)	982,72	979,755	979,754
Geração termelétrica (puh)	4,502	7,597	7,597
Geração eólica (puh)	40,146	40,146	40,146
Geração fictícia (puh)	0	0	0
Geração Total (puh)	1027,521	1027,497	1027,498
Reserva +EONS (puh)	0	55,837	55,837
Carga (puh)	1016,593	1016,593	1016,593
Perdas (puh)	10,927	10,904	10,904
f_{def}	2,604341056834	0,89042669612	0,88994484596
f_{vol}	0,143407866545	0,27285147287	0,27284198042
f_{vfinal}	0,258453006866	0,23918575164	0,23918575164
f_c (térmicas)	0,307540914751	0,51892203052	0,51892203058
f_{cc} (fictícia)	0	0	0
fitness_total	8,973373762419	4,49401287766	4,49254834238
Custo total (R\$)	732.520,42	1.236.107,87	1.236.107,87
Tempo (h)	47,532851495548	19,26115301570	19,82865426278
Variância	189,314462884755	41,21783742	46,89302954
Desvio Padrão	13,759159236115	6,420111947	6,847848534

FONTE: O autor (2020)

Através da análise da Tabela 4.9 pode-se perceber que nas formulações que ocorrem o acionamento da reserva e o da energia eólica não suprida, o custo total de

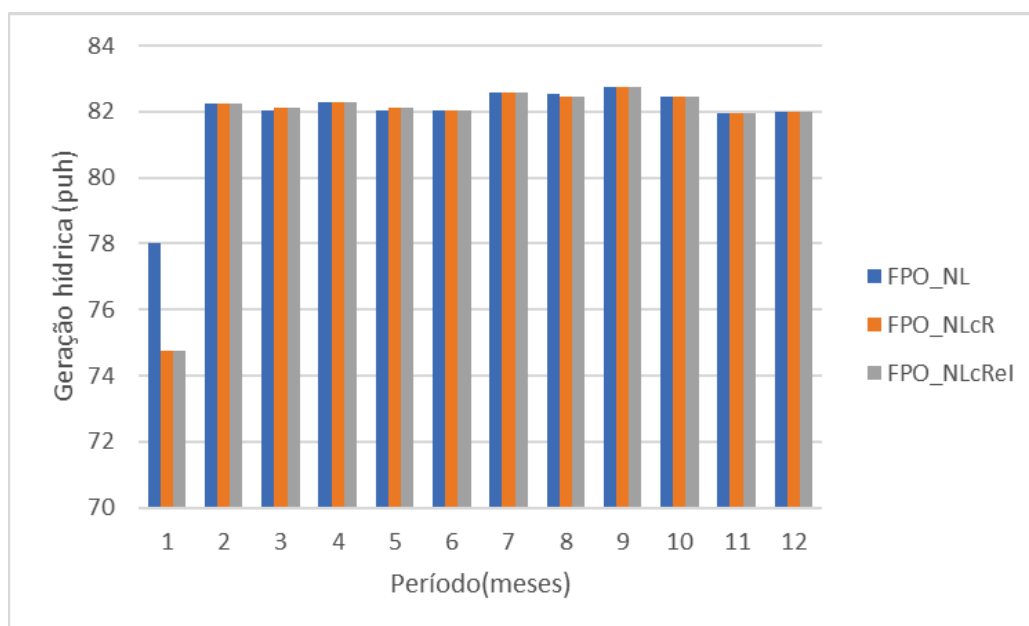
operação aumentou em 68% em relação ao custo apresentado pela formulação sem reserva. Esse aumento é devido ao acionamento das térmicas que foi aproximadamente 60% maior.

Quanto ao gerenciamento da geração hídrica houve uma variação muito pequena de aproximadamente 0,5%. Isso ocorre, pois, a reserva de fato foi necessária apenas no primeiro período, onde para os outros meses esse sistema opera com uma certa folga, fato corroborado por não haver corte de carga em nenhuma simulação.

Quando se analisa o *fitness_total*, o valor referente ao caso 3 é maior. Isso se deve ao fato da função f_{def} ter um valor alto, pois para esse caso a solução ótima optou por verter em situações que os volumes dos reservatórios não estavam maximizados, situação que não foi observada quando se fez a alocação de reserva (caso 4 e 5).

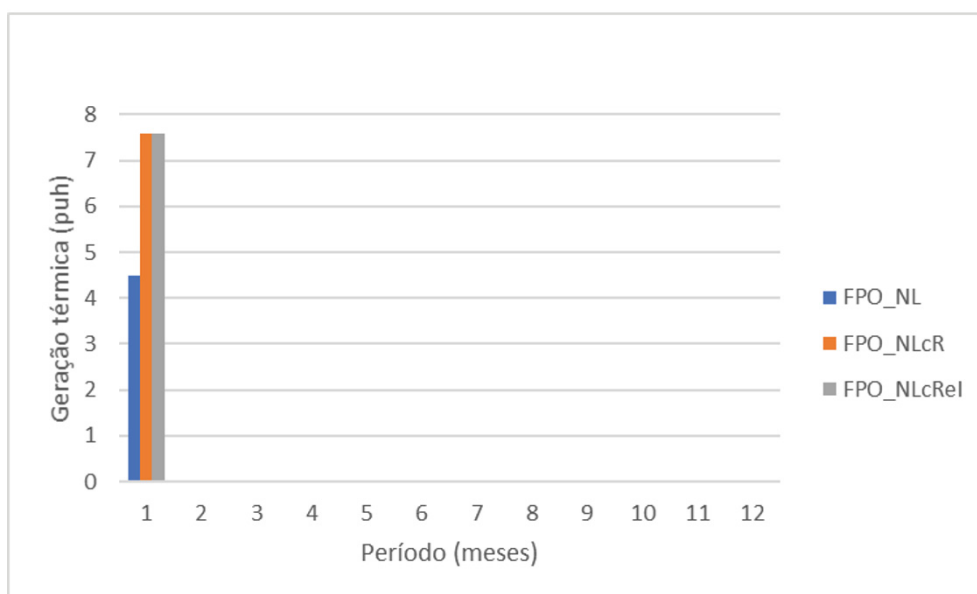
Para analisar de forma geral o impacto do acionamento da reserva no despacho, as Figura 4.31 e Figura 4.32 apresentam os despachos hídricos, térmicos por mês. Como pode ser observado, o despacho é modificado quando no cálculo é incluída a alocação de reserva, isso é evidenciado no período 1.

FIGURA 4.31: GERAÇÃO HÍDRICA PARA OS CASOS 3, 4 E 5



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.32: GERAÇÃO TÉRMICA PARA OS CASOS 3, 4 E 5



FONTE: O autor (2020)

Para esse sistema, a inclusão da restrição de monitoramento do fluxo de transmissão interáreas não resultou em aumento do custo computacional e tampouco trouxe impacto ao despacho. Porém, este detalhamento se torna mais importante quanto mais reserva for acionada e quanto mais áreas e linhas interáreas o sistema possuir.

Sendo assim, optou-se por comparar a alocação de reserva com o monitoramento interáreas (caso 5) com o não linear sem reserva (caso 3). A Tabela 4.10 mostra os valores totais de geração de energia por usina hidrelétrica.

TABELA 4.10: GERAÇÃO TOTAL POR USINA CASO 3 E 5

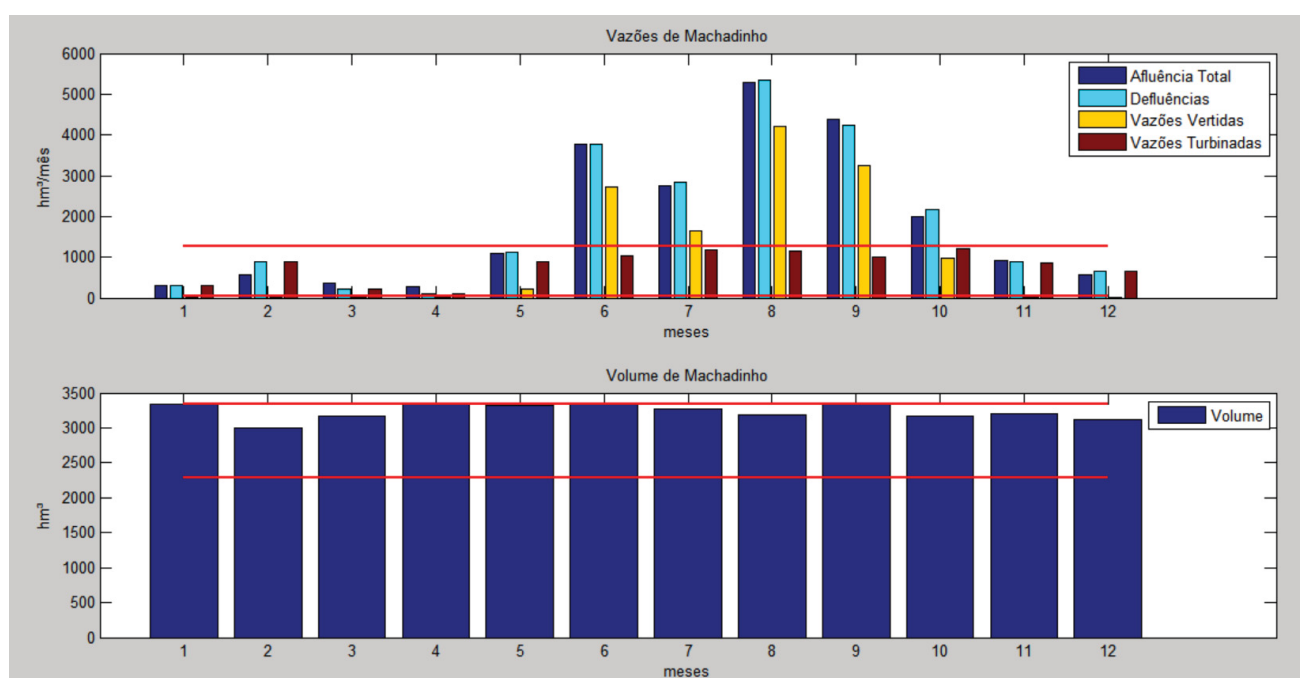
Usinas Hidrelétricas	Geração Total (puh)	
	FPO_NL (caso 3)	FPO_NLcR (caso 5)
Bento Munhoz	273,6414	264,7044
Salto Caxias	118,5427	117,4188
Salto Segredo	118,0533	118,4444
Itá	201,7511	209,2003
Machadinho	197,5467	192,7345
Salto Osório	20,93529	22,96444
Salto Santiago	52,40147	54,28789

FONTE: O autor (2020)

Analisando os valores totais por usina, Tabela 4.10, pode-se perceber que as usinas com reservatório Bento Munhoz e Machadinho apresentam um decréscimo percentual de geração de 3,3% e 2,4%, respectivamente.

Entretanto, a usina a fio de água que fica a jusante da UHE de Machadinho no rio Uruguai, a UHE de Itá, teve um acréscimo de geração de 4%. A Figura 4.33 apresenta o balanço hídrico da UHE de Machadinho para o caso 5 (FPO_NLcRel), que deve ser comparado ao caso 3 (FPO_NL), Figura 4.8. Pode-se perceber que naquela houve uma escolha pela maximização dos volumes dos reservatórios nos períodos 4 e 5 e um pequeno deplecionamento no período 12.

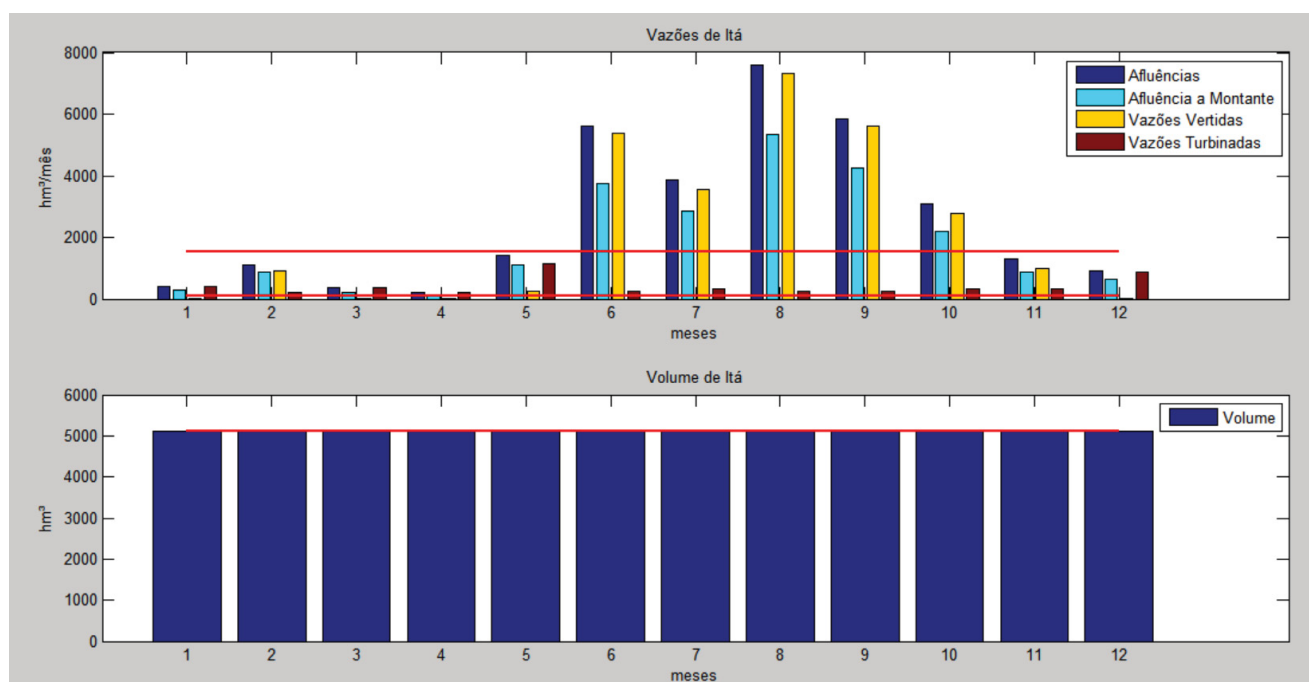
FIGURA 4.33: BALANÇO HÍDRICO UHE MACHADINHO CASO 5



FONTE: O autor (2020)

A Figura 4.34 apresenta o balanço hídrico para UHE de Itá, usina que apresentou um despacho 4% maior que o despacho adotado sem reserva, Figura 4.11. Pode-se perceber que nos períodos 5 e 12 o despacho com alocação de reserva optou por turbinar mais, corroborando com o despacho apresentado pela UHE de Machadinho.

FIGURA 4.34: BALANÇO HÍDRICO DA UHE DE ITÁ CASO 5

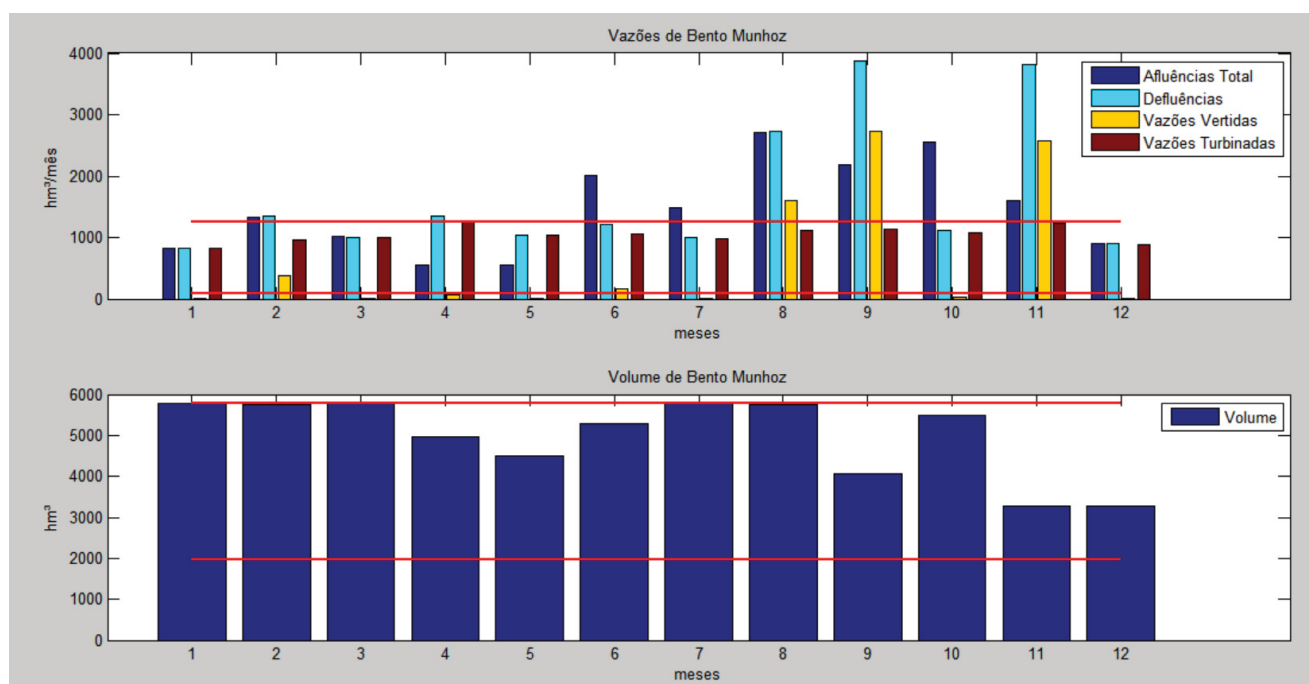


FONTE: O autor (2020)

Quanto às tensões, já no caso 3 para o patamar de carga pesada a UHE já apresentava estrangulamentos, Figura 4.12. Essa situação se apresenta da mesma forma com a reserva.

O balanço hídrico da UHE de Bento Munhoz para o caso 5 pode ser observada na Figura 4.35. O balanço, quando comparado ao caso 3, Figura 4.14, apresenta um comportamento bem menos agressivo quanto ao despacho, maximizando os volumes dos reservatórios. Isso fica evidenciado nos períodos 4 a 7.

FIGURA 4.35: BALANÇO HÍDRICO DA UHE DE BENTO MUNHOZ CASO 5



FONTE: O autor (2020)

Quanto às linhas de transmissão, a formulação com reserva e monitoramento das linhas interáreas FPO_NLcRel (caso 5) apresenta o número de 11 restrições ativadas enquanto a formulação com FPO_NL apresenta 14. Ou seja, o carregamento das linhas é menor no caso com alocação da reserva. Quantitativamente, houve uma variação de até 8% do fluxo de potência em alguns períodos.

4.3 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SIN

O sistema SIN, cuja configuração utilizada se refere a à capacidade de geração, transmissão e atendimento à demanda do ano de 2017, possui 1787 barras conectados por 3619 linhas de transmissão. Quanto à capacidade de geração hídrica ele é composto por 136 usinas, onde 77 são a fio de água e 59 possuem reservatórios de regularização. Quanto à geração térmica, foram consideradas 105 unidades.

Para que se possa analisar a versatilidade da formulação apresentada no Capítulo 3 frente a sistemas de maior porte, apresentamos o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional Brasileiro, para um número de barras reduzido, uma vez que o SIN disponibilizado pelo ONS tem em torno de 6500 barras.

Optou-se por reduzir a rede quanto ao número de barras porque já para o sistema com 33 barras o tempo de convergência do problema é alto para a formulação não linear da rede elétrica.

Assim, para reduzir o tempo computacional optou-se por eliminar as barras com tensão operativa abaixo de 230 kV agregando as barras adjacentes e recalculando a reatância e susceptância das linhas de transmissão para que se mantenha a capacidade de transmissão de energia do SIN.

A capacidade de geração de energia foi mantida, ou seja, o número de usinas hidráulicas e térmicas permanece o mesmo para o horizonte de estudo adotado. Sendo assim, nenhuma barra de geração foi aglutinada, independente da tensão operativa.

Quanto aos dados de demanda para o sistema, os valores de referência para esse horizonte são disponibilizados por barra e por patamar. Logo, houve um tratamento para adequação da carga disponível pelos *decks* do *software* NEWAVE com a carga discretizada por barra disponível nos *decks* do PAR. Todos esses dados se encontram disponíveis para *download* na plataforma no SINtegre do ONS.

Esse sistema foi baseado na capacidade de geração, transmissão e atendimento à demanda do ano de 2017.

Quanto a geração eólica, solar dentre outras fontes foi descontado esse montante de geração de energia diretamente da carga, tratativa usual para esse horizonte de planejamento com essa discretização mensal.

Maiores informações quanto aos sistemas testes adotados nessa tese podem ser encontradas no Apêndice A.

Para esse sistema fez-se a simulação de 3 casos:

- **Caso 6** – Metaheurística DE e FPO linear usando *toolbox* quadriprog do Matlab;
- **Caso 7** – Metaheurística DE e FPO linear com alocação de reserva girante usando *toolbox* quadriprog do Matlab;
- **Caso 8** – Metaheurística DE e FPO linear alternativo com a inclusão das perdas usando *toolbox* quadriprog do Matlab.

Devido ao grande esforço computacional não foi possível, para o SIN, executar a formulação do FPO_NL. No entanto para contornar essa situação, opta-se pelo modelo linear alternativo (FPO_L alternativo), que fornece bons resultados quanto aos valores de magnitudes de tensão, conforme testes realizados.

4.3.1 Resumo do despacho adotado para casos 6, 7 e 8

Os valores totais dos despachos realizados estão descritos na Tabela 4.11 para os casos 6, 7 e 8. Eles diferem entre si de acordo com o uso da formulação: FPO_L sem inclusão de alocação de reserva girante (cenário 6); FPO_L com inclusão de alocação de reserva girante (cenário 7) e FPO_Ç alternativo que inclui balanço de potência reativa, monitoramento de magnitude de tensão das barras de geração e inclusão de perdas elétricas por transmissão (cenário 8). Esses casos serão analisados aos pares para uma melhor compreensão dos resultados.

TABELA 4.11: VALORES TOTAIS PARA OS CASOS 6, 7 E 8

Característica	Caso 6 (FPO_L_sR)	Caso 7 (FPO_L_cR)	Caso 8 (FPO_L_altern.)
Geração hidrelétrica (puh)	16150,28	15326,5	16571,17
Geração termelétrica (puh)	6490,168	6434,21	6425,73
Geração fictícia (puh)	4558,88	5438,63	5247,24
Reserva (puh)	0	1359,96	0
Carga (puh)	27199,33	27199,33	27199,33
Perdas (puh)	0	0	10144,81
f_{def}	0,656822	0,70154	0,67629
f_{vol}	0,566509	0,4469	0,48337
f_{vfinal}	0,259474	0,26725	0,32395
f_c (térmicas)	11,99999	11,89656	11,88095
f_{cc} (fictícia)	3,1945018	3,8098	3,66016
f_{meta}	0,38433	0,38314	0,39168
fitness_total	451,5599	510,9292	496,821
Custo total (R\$)	547.456.584.811,35	600.714.144.013,54	586.906.490.337,95
Tempo total (h)	16,16	41,42	41,07

FONTE: O autor (2020)

Observa-se que todos os valores apresentam um comportamento de política operativa coerente. Entretanto, como a alocação de reserva influenciou de maneira significativa o despacho hidráulico, se optou por cortar carga em detrimento do

atendimento à demanda, devido ao percentual reservado para período de alta variabilidade eólica. Entende-se que esse comportamento não é acoplado à operação indicando aqui então um ponto onde a formulação pode ser ajustada, pois não se deve cortar carga para se alocar reserva girante. Assim, em estudos futuros, pode-se relaxar a restrição relacionada ao atendimento de reserva girante.

Quanto à inclusão das perdas no FPO_L alternativo, caso 8, pode-se perceber que essa inclusão das perdas na carga impactou no corte de carga e no aumento de despacho de energia hidráulica.

Cabe ressaltar nesse momento que os pesos da função multiobjetivo assim como os pesos adotados para a convergência dos FPOs foram alterados em relação ao proposto na seção anterior, pois se os mesmos pesos fossem mantidos o problema não apresentaria convergência. Sendo assim para sistemas de grande porte a formulação necessita também de ajustes quanto à análise da sensibilidade dos pesos adotados dentro do FPO assim como na função multiobjetivo, pois os pesos adotados para o SIN foram os mesmos usados do sistema de 33 barras.

Em nenhum dos cenários houve desvio significativo da meta energética fornecida pela modelagem de médio prazo. Esse dado foi tratado como dado de entrada disponível pelo projeto de pesquisa LYNX, projeto no qual essa tese encontra-se associada.

A geração de energia térmica chegou ao máximo para todos os casos, o que é esperado tendo em vista o corte de carga, pois a formulação é idealizada para que ocorra o corte de carga apenas em situações em que não se tenha mais disponibilidade de geração hidráulica e térmica.

O sistema SIN é dividido por subsistemas (Sul, Sudeste, Norte, Nordeste e Itaipu). As linhas de intercâmbio entre os subsistemas são monitoradas quanto à capacidade de transmissão. As energias totais geradas, demandadas e cortadas por subsistema estão apresentadas nas Tabela 4.12 a Tabela 4.14. Alguns subsistemas não fecham o balanço gerado e consumido pois há importação/exportação de energia entre os subsistemas.

Analisando-se as Tabela 4.12 a Tabela 4.14 pode-se perceber que os subsistemas 4 e 5 são grandes exportadores de energia para outros subsistemas e o subsistema 1 é considerado um sorvedouro de potência e, como consequência, foi alvo da maior concentração de corte de carga. A potência base utilizada é de 100 MVA.

TABELA 4.12: BALANÇO DE POTÊNCIA POR SUBSISTEMA CASO 6

Subsistema	Geração Hídrica (puh)	Geração térmica (puh)	Corte de carga (puh)	Carga (puh)
1 (Sul)	2.309,795	694,3586	927,533	4.928,236
2 (Sudeste)	8.291,777	3.156,029	2.792,034	16.239,35
3 (Nordeste)	1.311,663	1.736,574	536,2746	3.914,294
4 (Norte)	1.898,172	903,2074	227,9598	1.677,291
5 (Itaipu)	2.338,87	0	75,086	440,1591

FONTE: O autor (2020)

TABELA 4.13: BALANÇO DE POTÊNCIA POR SUBSISTEMA CASO 7

Subsistema	Geração Hídrica (puh)	Geração térmica (puh)	Corte de carga (puh)	Carga (puh)
1 (Sul)	2045,8	694,5228	1.117,251	4.928,236
2 (Sudeste)	7.732,413	3.100,204	3.357,349	16.239,35
3 (Nordeste)	1.200,963	1.736,676	602,4015	3.914,294
4 (Norte)	1.864,397	902,808	263,273	1.677,291
5 (Itaipu)	2.482,91	0	98,35111	440,1591

FONTE: O autor (2020)

TABELA 4.14: BALANÇO DE POTÊNCIA POR SUBISTEMA CASO 8

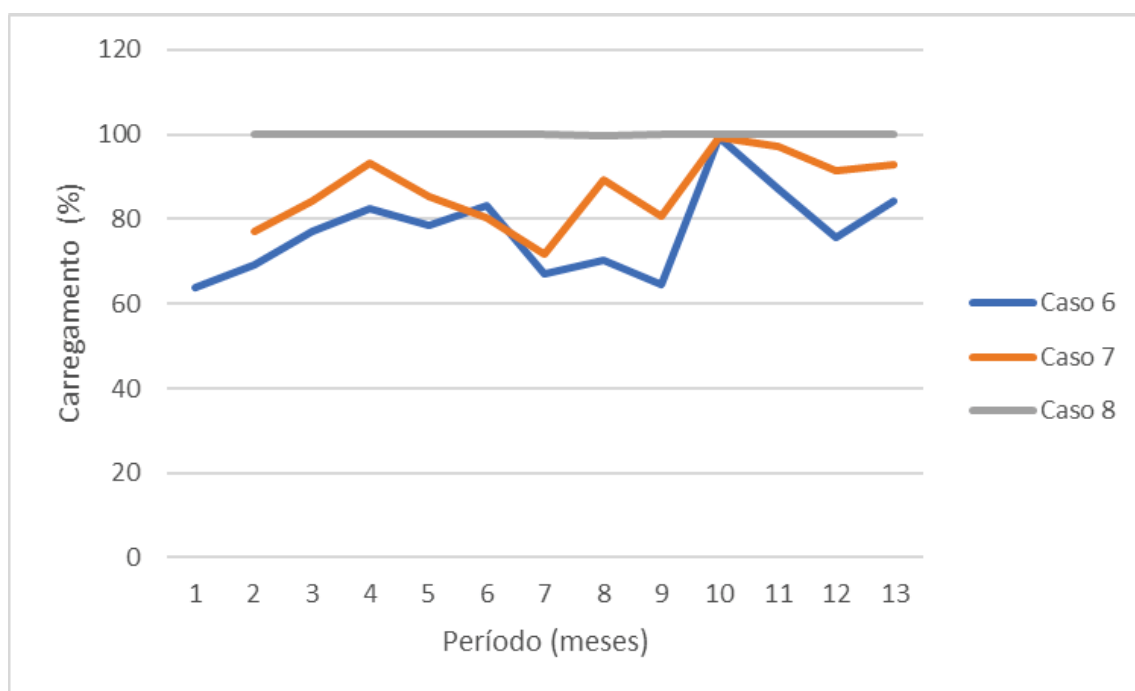
Subsistema	Geração Hídrica (puh)	Geração térmica (puh)	Corte de carga (puh)	Carga (puh)
1 (Sul)	2.794,766	694,3586	899,588	5.062,689
2 (Sudeste)	7.787,999	3.132,305	3.261,011	16.893,03
3 (Nordeste)	986,4508	1.695,859	695,7687	4.017,484
4 (Norte)	2.301,94	903,2074	252,4185	1.798,413
5 (Itaipu)	2.700,012	0	138,4609	472,5292

FONTE: O autor (2020)

Quanto às linhas que interconectam as áreas, apenas uma linha apresentou carregamentos próximos a 100%. Essa linha conecta Itaipu ao subsistema Sul. Para o caso 8 foi observado um carregamento próximo a 100% para todos os períodos e nos casos 6 e 7 foi observado um carregamento próximo a 80% para todo o período de simulação. A Figura 4.36 ilustra os carregamentos totais das linhas de intercâmbio entre os subsistemas 5 e 2.

Pode-se afirmar que o corte de carga para os casos 6 e 7 não foi diretamente influenciado por limites de transmissão. Porém para o caso 8 eles podem ter corroborado para a ocorrência de déficit. Cabe ressaltar que, para a modelagem adotada no caso 8, as restrições de magnitudes de tensão agravaram o corte de carga.

FIGURA 4.36: CARREGAMENTO DO INTERCÂMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS 5 E 2



FONTE: O autor (2020)

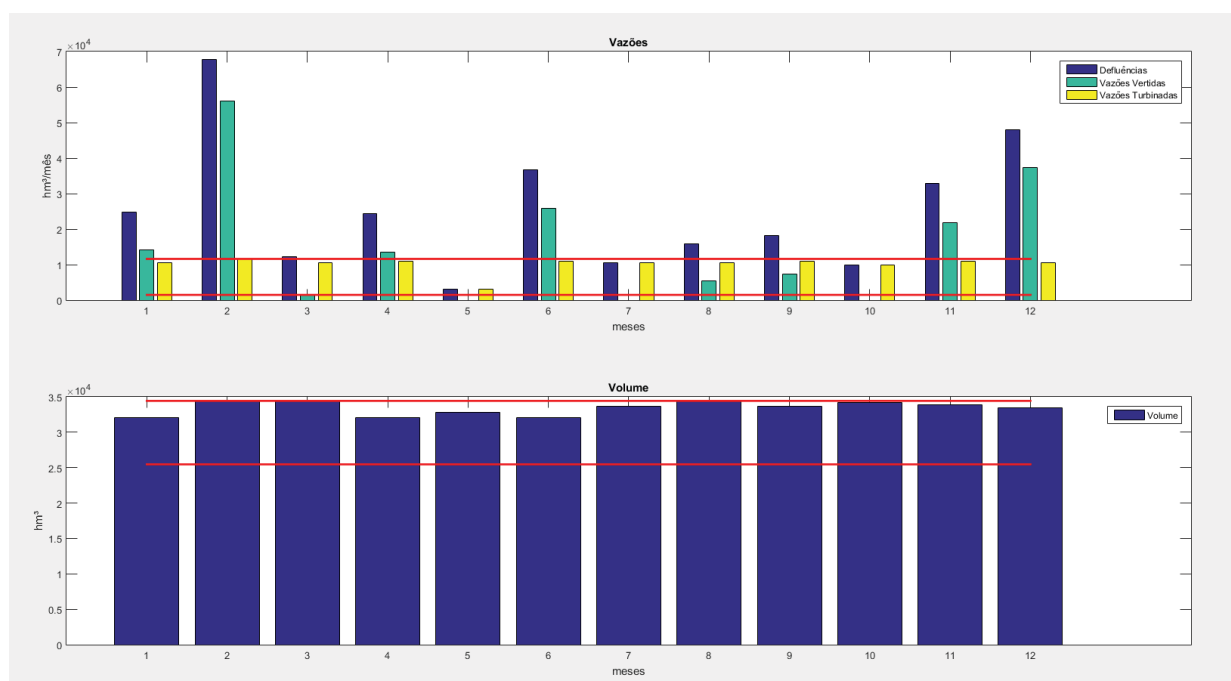
Nesta tese, as usinas hidrelétricas são modeladas individualmente. Sendo assim, para verificar os seus balanços hídricos, optou-se por apresentar as 3 maiores usinas para cada subsistema e para cada caso simulado a fim de se compreender a influência das modelagens sobre o despacho energético.

Para o subsistema Sudeste/Centro Oeste foram consideradas as usinas hidrelétricas de Ilha Solteira, com potência instalada de 3.444,00 MW localizada no

Rio Paraná com balanços representados da Figura 4.37 a Figura 4.39, a de Jirau localizada no Rio Madeira com potência instalada de 2.656,00 MW, com balanços representados da Figura 4.40 até a Figura 4.42, e a de Itumbiara localizada no rio Parnaíba, com potência instalada de 2.086,00, MW, com balanços representados da Figura 4.43 até a Figura 4.45.

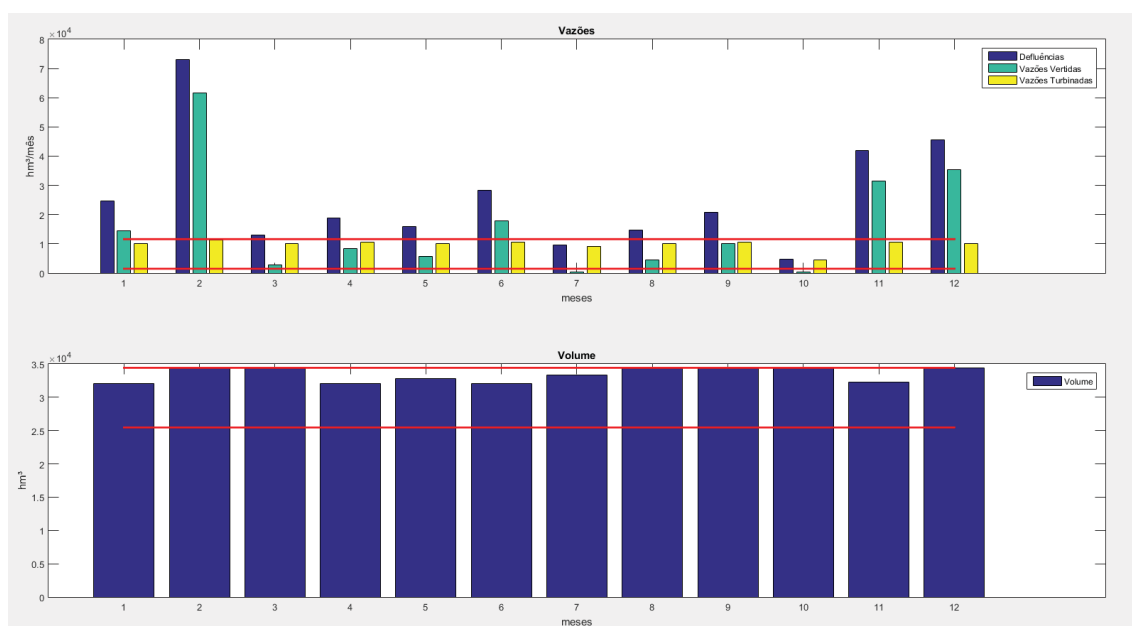
Para a UHE de Ilha Solteira, os balanços apresentados para todos os casos foram muito próximos, pois para quase todos os períodos houve acionamento dessa unidade próximo ao máximo, como pode ser observado pela vazão turbinada próxima ao valor vazão turbinada máxima para todos os meses de simulação.

FIGURA 4.37: UHE DE ILHA SOLTEIRA CASO 6



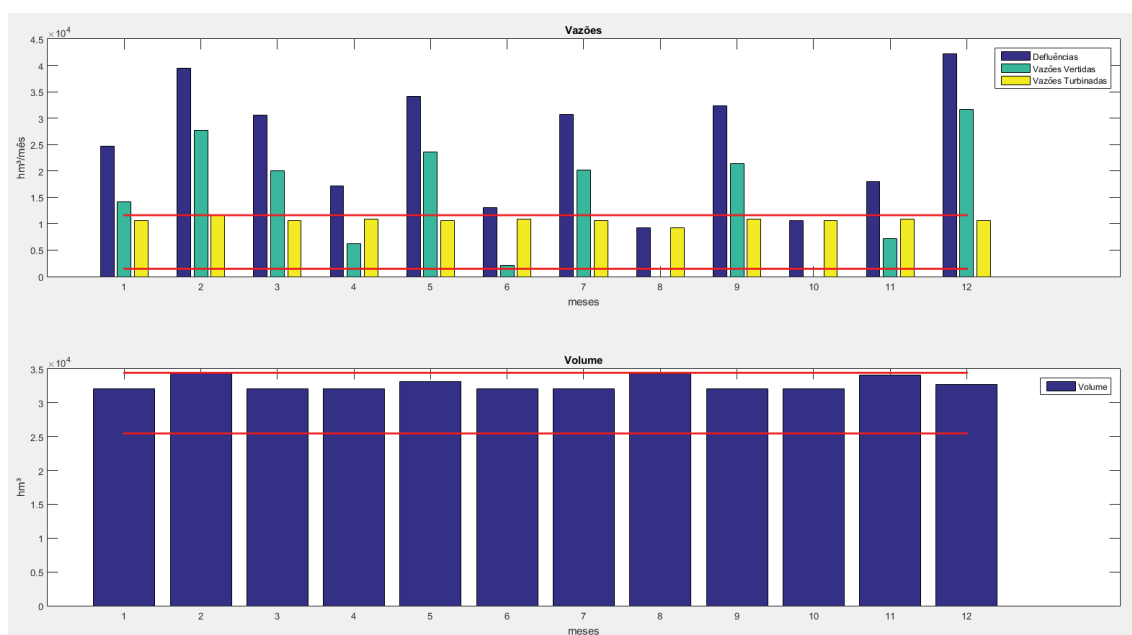
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.38: UHE DE ILHA SOLTEIRA CASO 7



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.39: UHE DE ILHA SOLTEIRA CASO 8

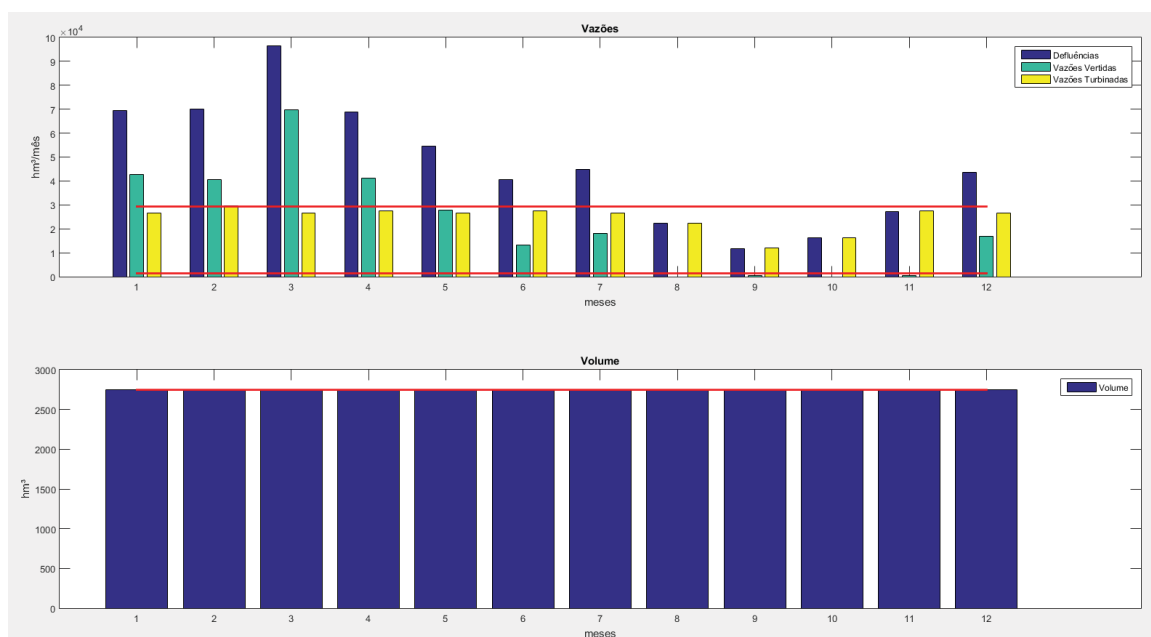


FONTE: O autor (2020)

A UHE de Jirau é usina a fio de água, isto é, que tem como característica turbinar a vazão afluente, como pode ser observado para os meses 8 a 11 onde toda vazão afluente foi turbinada e para os meses iniciais dessa simulação houve

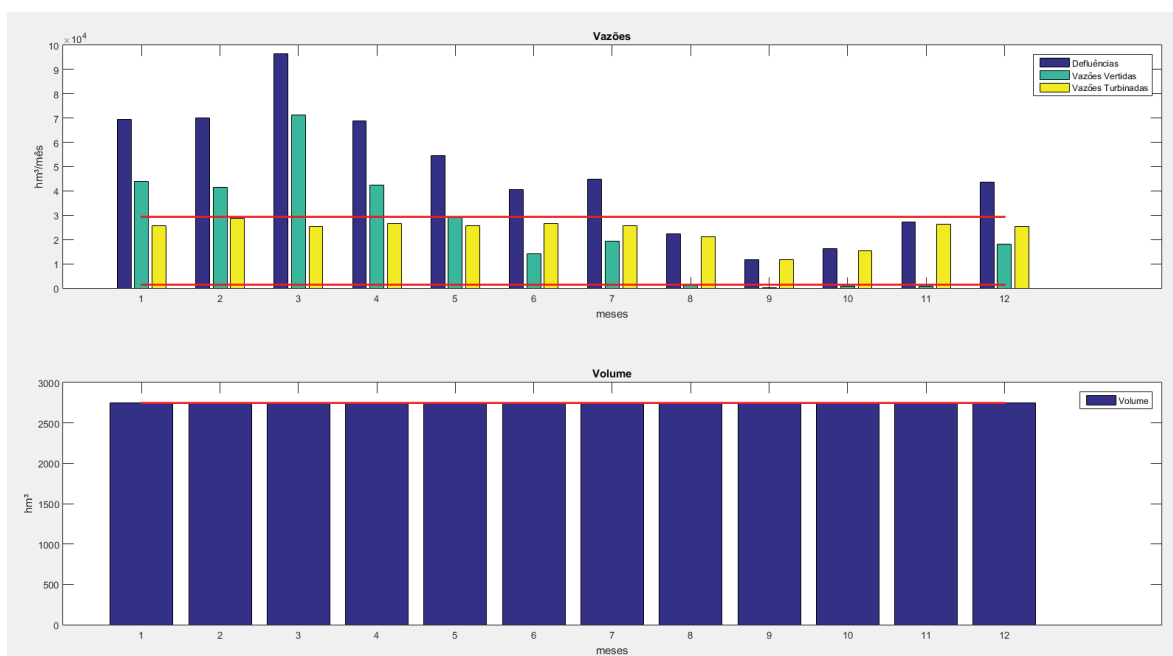
vertimento pois a capacidade de geração estava muito próxima ao máximo como pode ser observado no período 2 para todos os casos.

FIGURA 4.40: UHE DE JIRAU CASO 6



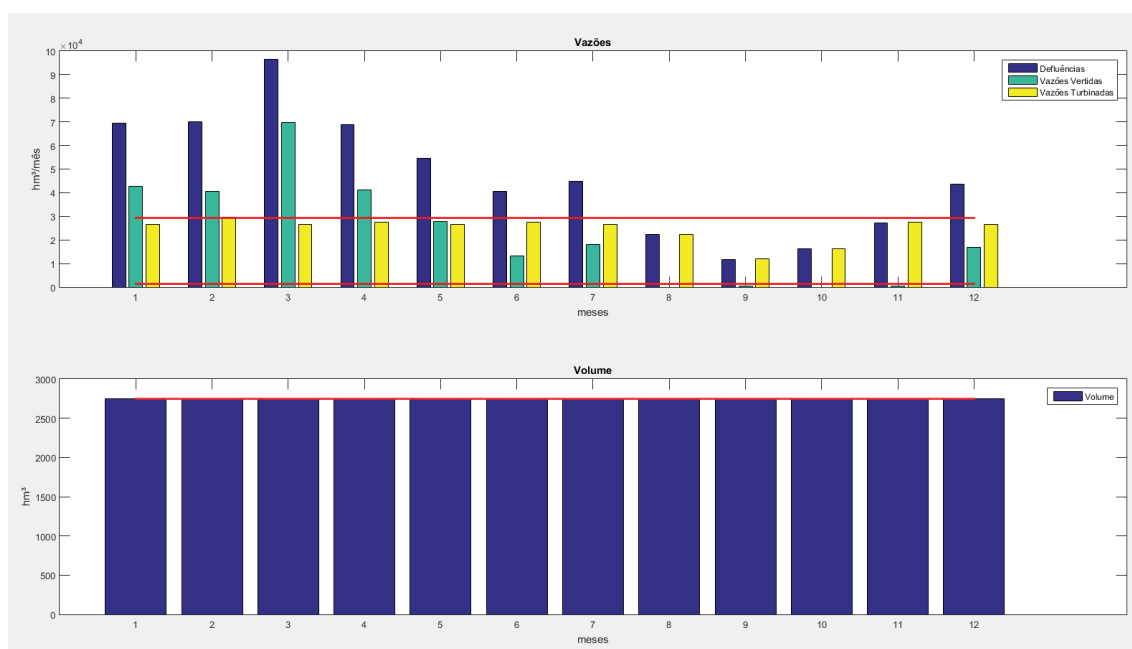
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.41: UHE DE JIRAU CASO 7



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.42: UHE DE JIRAU CASO 8

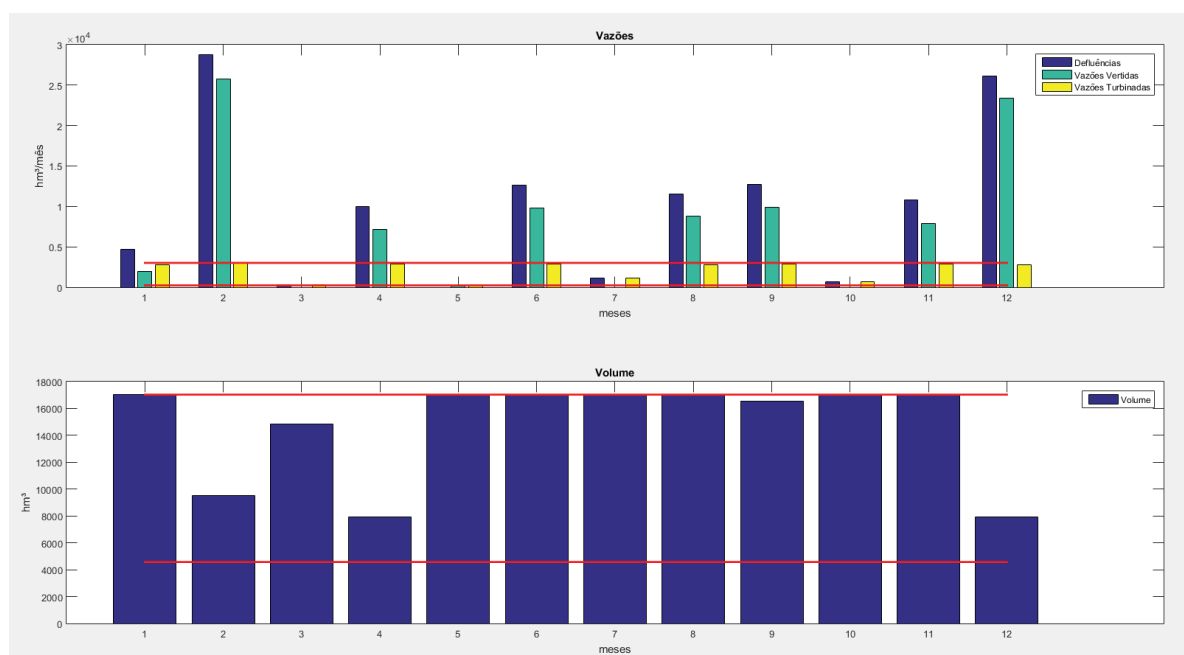


FONTE: O autor (2020)

Para a Na UHE de Itumbiara os casos 6 e 7 deplecionaram os reservatórios nos períodos iniciais da simulação tendo uma política mais conservadora nos períodos à frente.

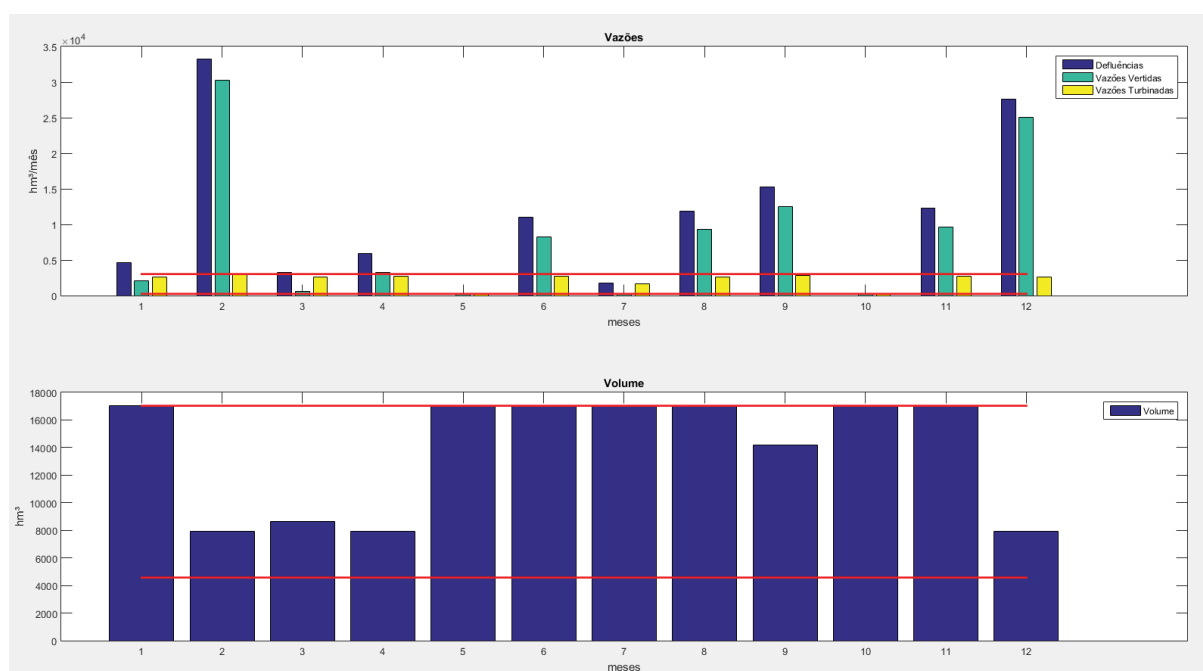
Entretanto, para o caso 8, foi observado o oposto, ou seja, encheu os reservatórios nos períodos iniciais e deplecionou a partir do período 5. Cabe ressaltar que o início do período de simulação é dentro do período chuvoso e, para os meses 5 a 9 é período de seca. Essa política operativa interferiu também nas tensões terminais de Itumbiara que chegaram aos valores máximos nos períodos iniciais na carga média como pode ser observado na Figura 4.46.

FIGURA 4.43: UHE DE ITUMBIARA CASO 6



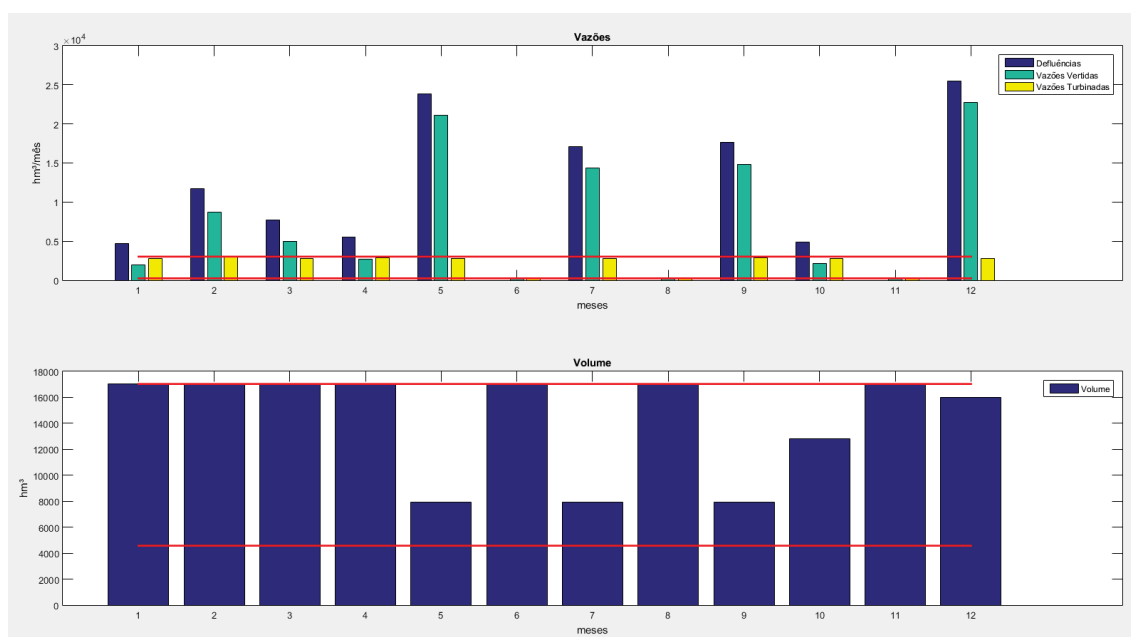
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.44: UHE DE ITUMBIARA CASO 7



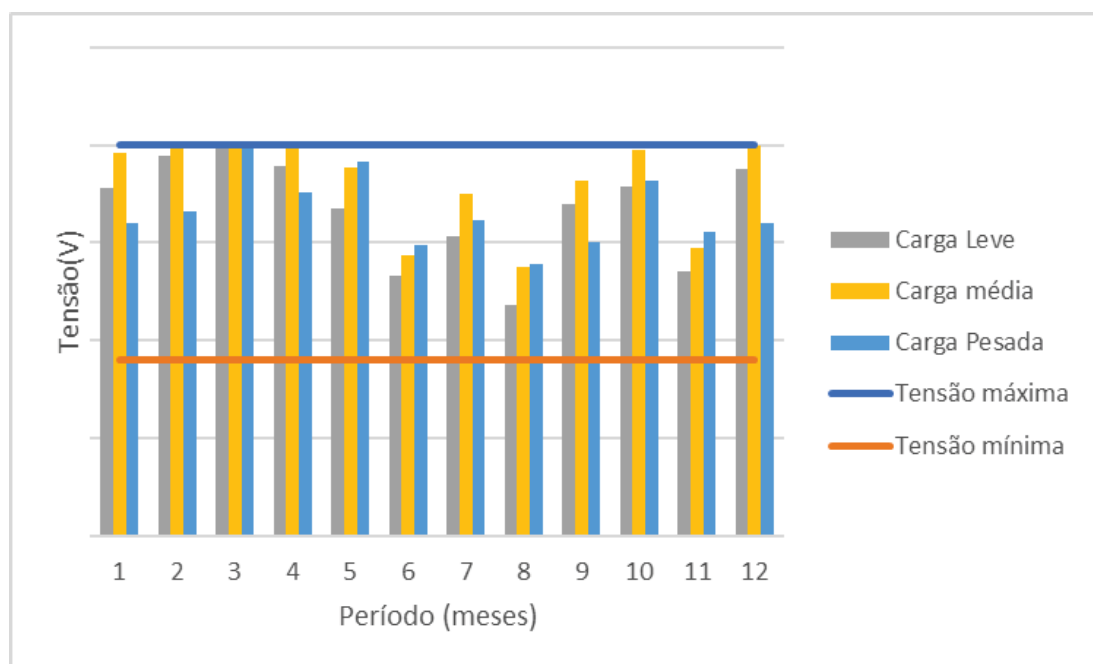
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.45: UHE DE ITUMBIARA CASO 8



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.46: MAGNITUDE DE TENSÃO DA UHE DE ITUMBIARA

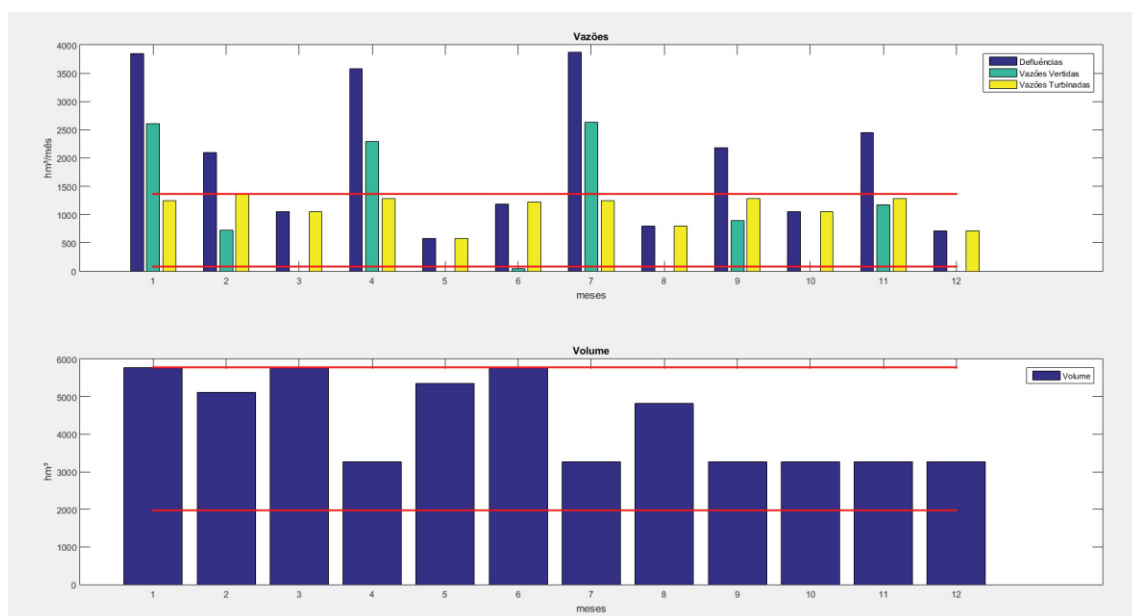


FONTE: O autor (2020)

Para o subsistema Sul, as usinas hidrelétricas escolhidas são as usinas que estão localizadas no Rio Iguaçu. A UHE de Governador Bento Munhoz, UHE de Salto Santiago e UHE de Segredo.

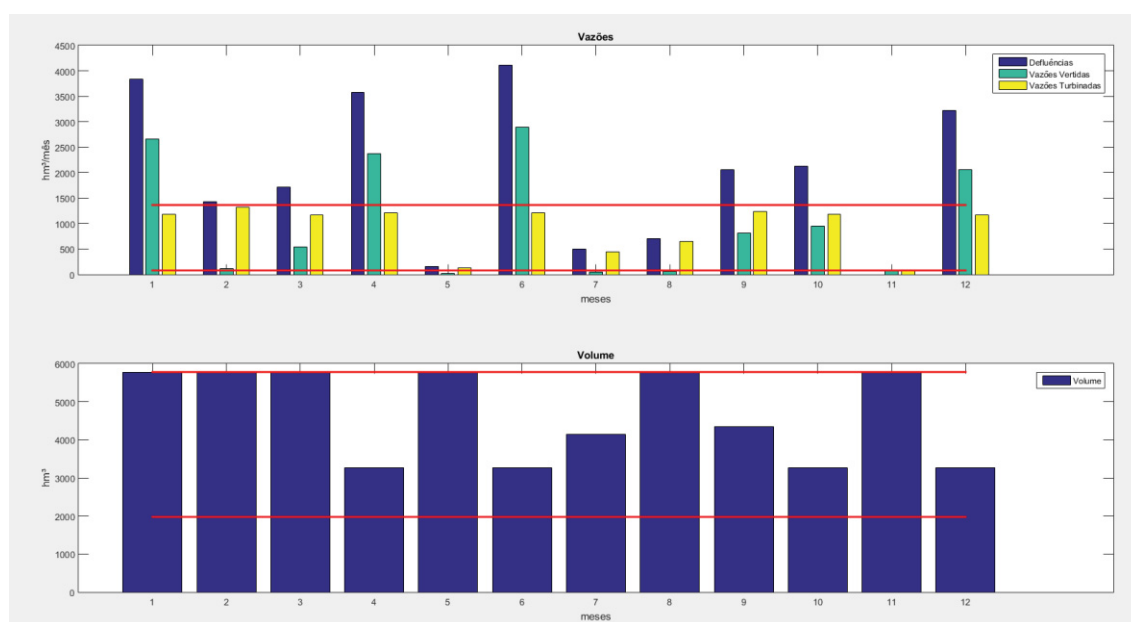
Para a UHE de Bento Munhoz houve deplecionamento dos reservatórios para todos os casos, conforme discutido na seção anterior dessa UHE pois ela possui uma localização estratégica para o atendimento a demanda.

FIGURA 4.47: UHE DE GOVERNADOR BENTO MUNHOZ CASO 6



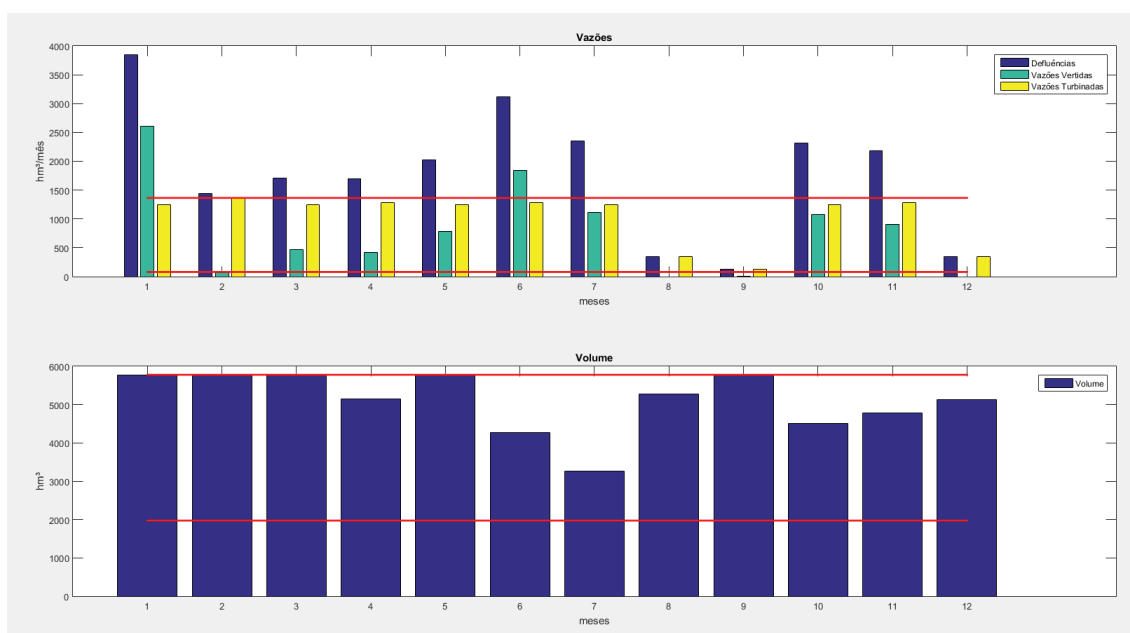
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.48: UHE DE GOVERNADOR BENTO MUNHOZ CASO 7



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.49: UHE DE GOVERNADOR BENTO MUNHOZ CASO 8

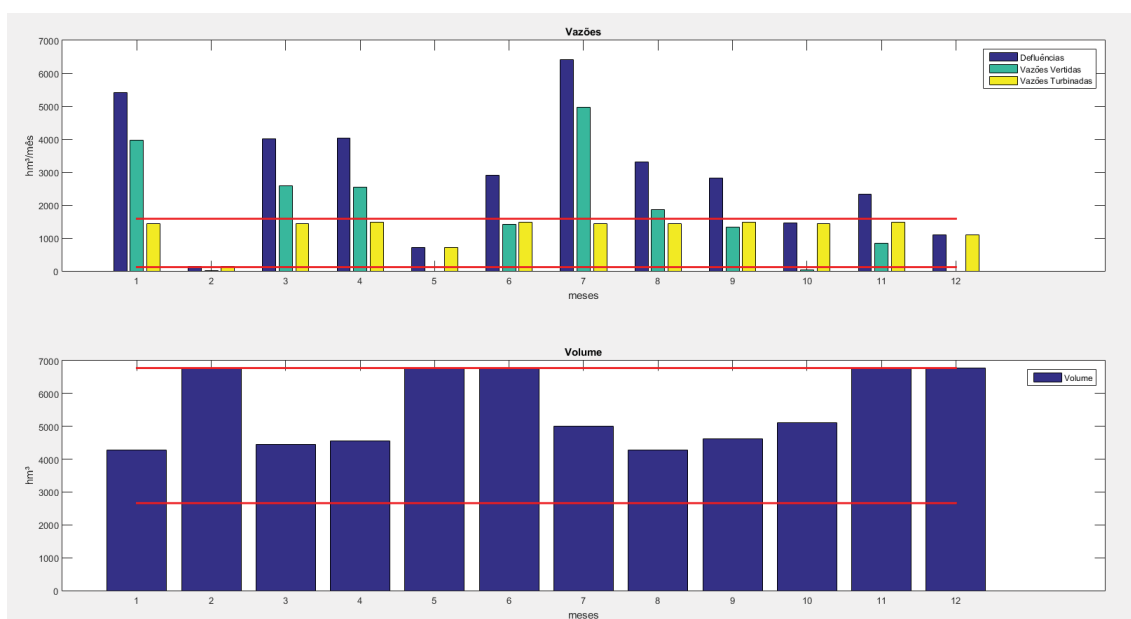


FONTE: O autor (2020)

Para a UHE de Salto Santiago, foi observado um comportamento adequado das modelagens quanto ao vertimento e armazenamento do volume de água nos reservatórios como pode ser observado no período 2 dos casos 6 e 7 (Figura 4.50 e Figura 4.51) em que houve o acionamento da restrição de vazão turbinada mínima e armazenamento de água nesse período.

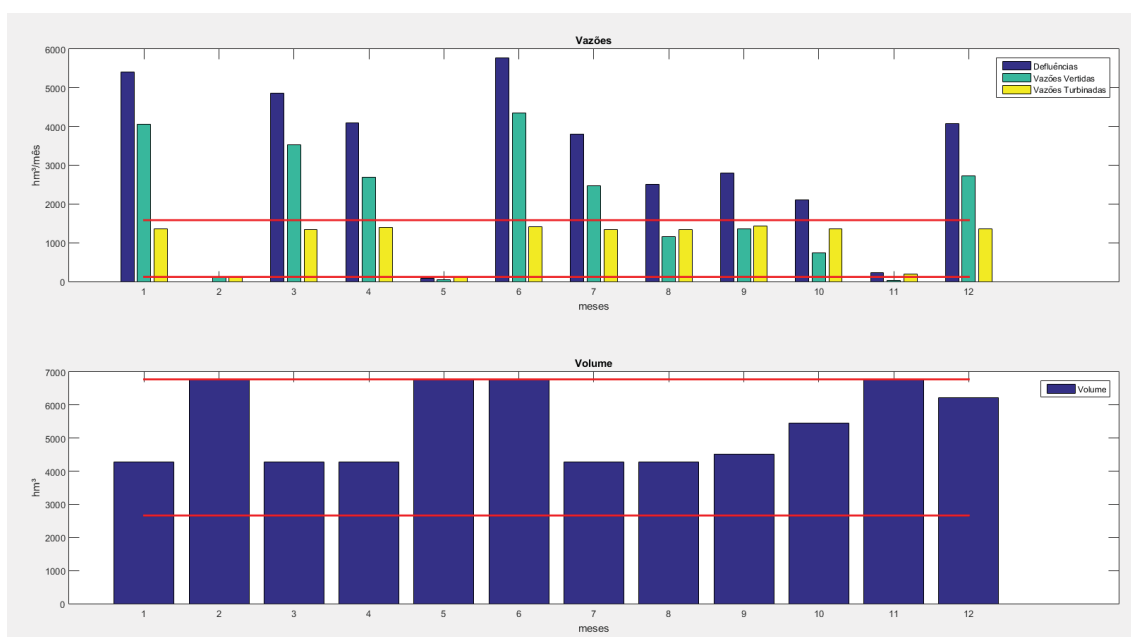
No entanto, o caso 8, (Figura 4.52 e Figura 4.53) mostra a influência que a restrição associada à magnitude de tensão tem no despacho adotado, como pode ser observado no período 3, a vazão turbinada está distante do valor máximo, porém houve o acionamento da restrição de tensão, para os patamares de média e pesada. Esse comportamento foi observado para 92% dos períodos no patamar de carga pesada.

FIGURA 4.50: UHE DE SALTO SANTIAGO CASO 6



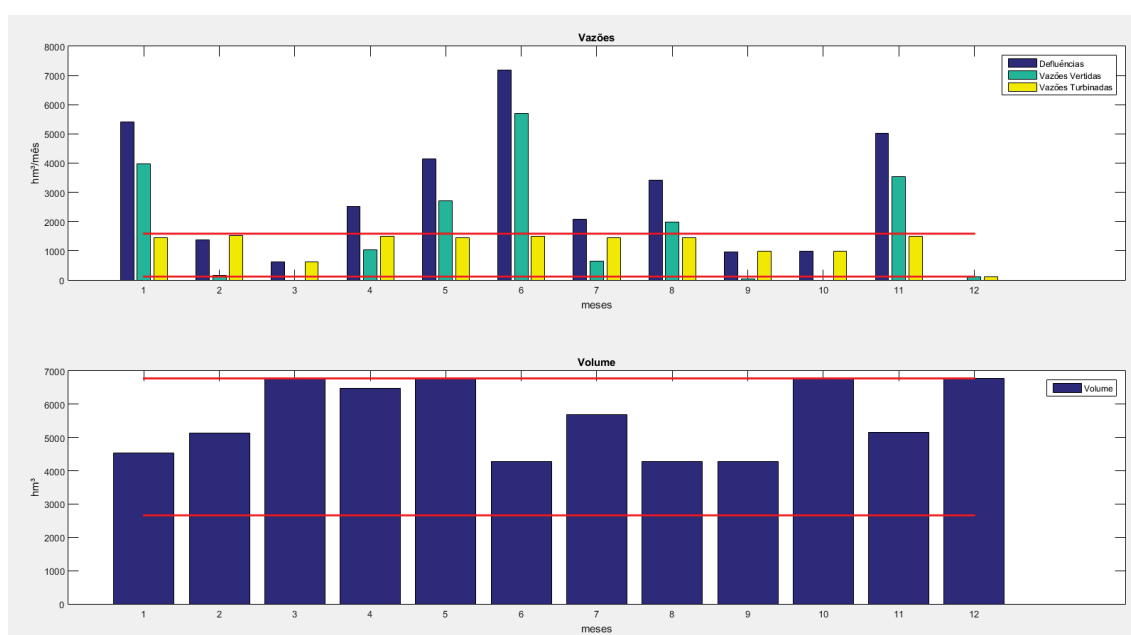
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.51: UHE DE SALTO SANTIAGO CASO 7



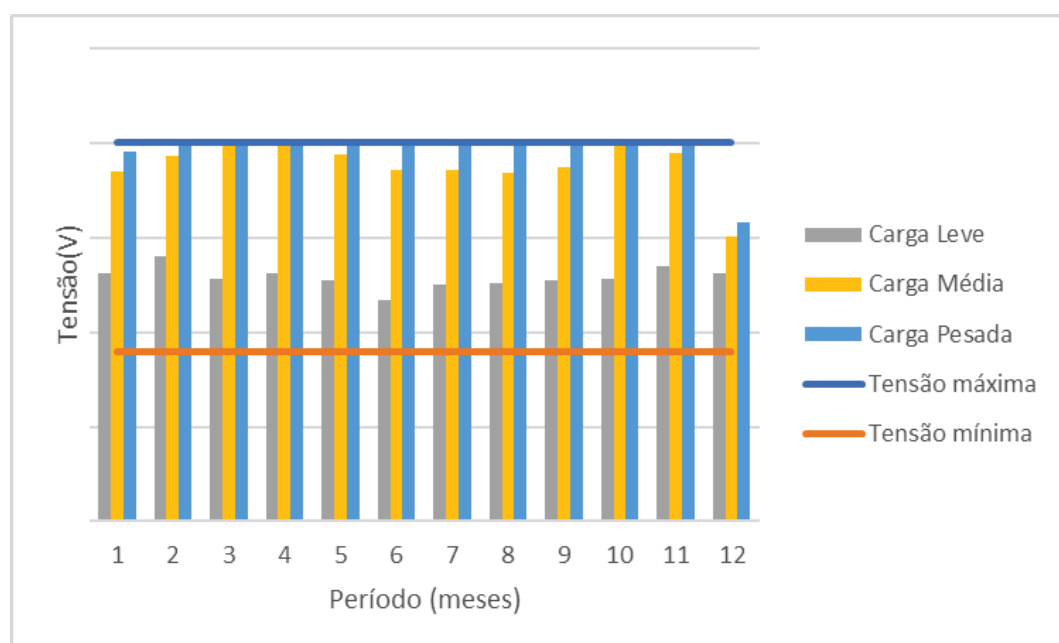
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.52: UHE DE SALTO SANTIAGO CASO 8



FONTE: O autor (2020)

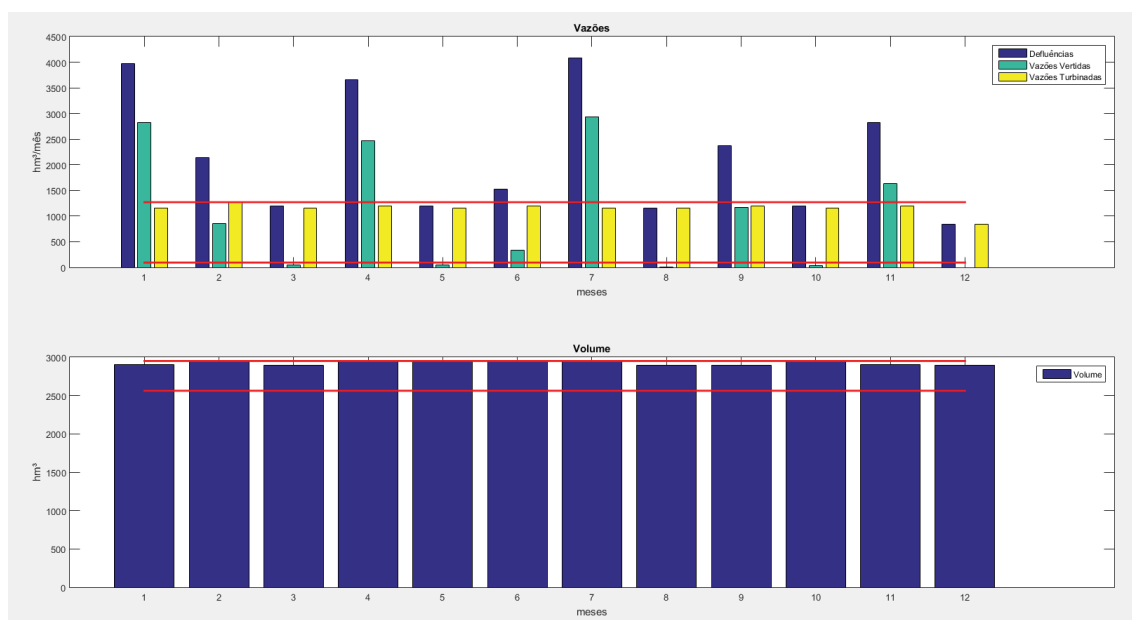
FIGURA 4.53: MAGNITUDES DE TENSÃO DA UHE DE SALTO SANTIAGO



FONTE: O autor (2020)

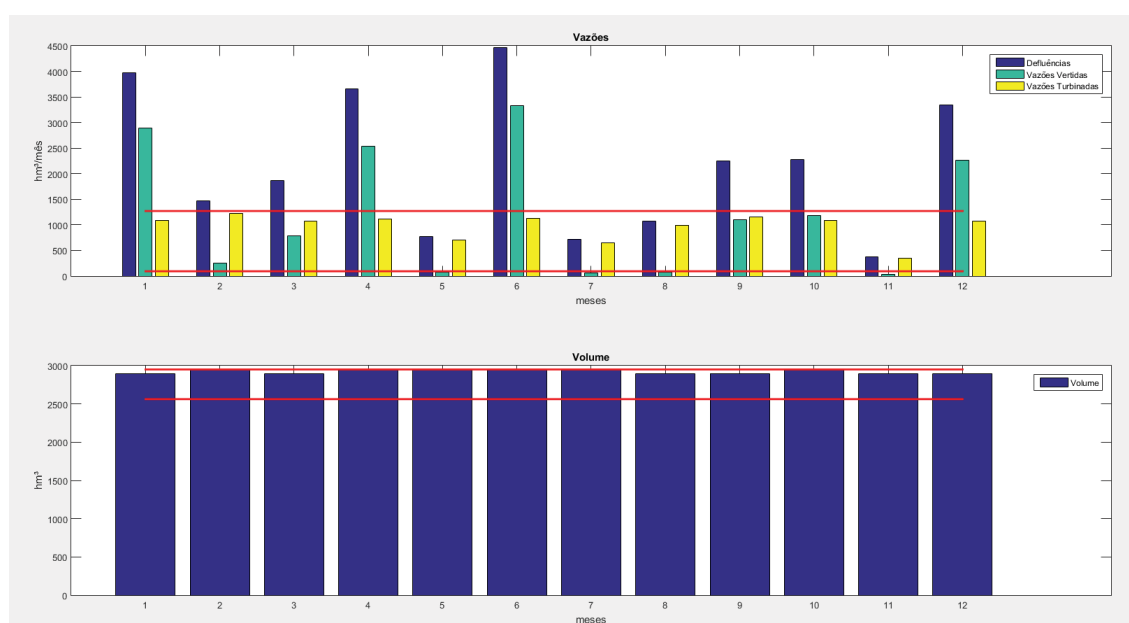
Para a UHE de Segredo a política operativa foi semelhante para todos os casos, sempre optando por turbinar próximo ao limite máximo, segundo Figura 4.54, Figura 4.55 e Figura 4.56.

FIGURA 4.54: UHE DE SEGREDO CASO 6



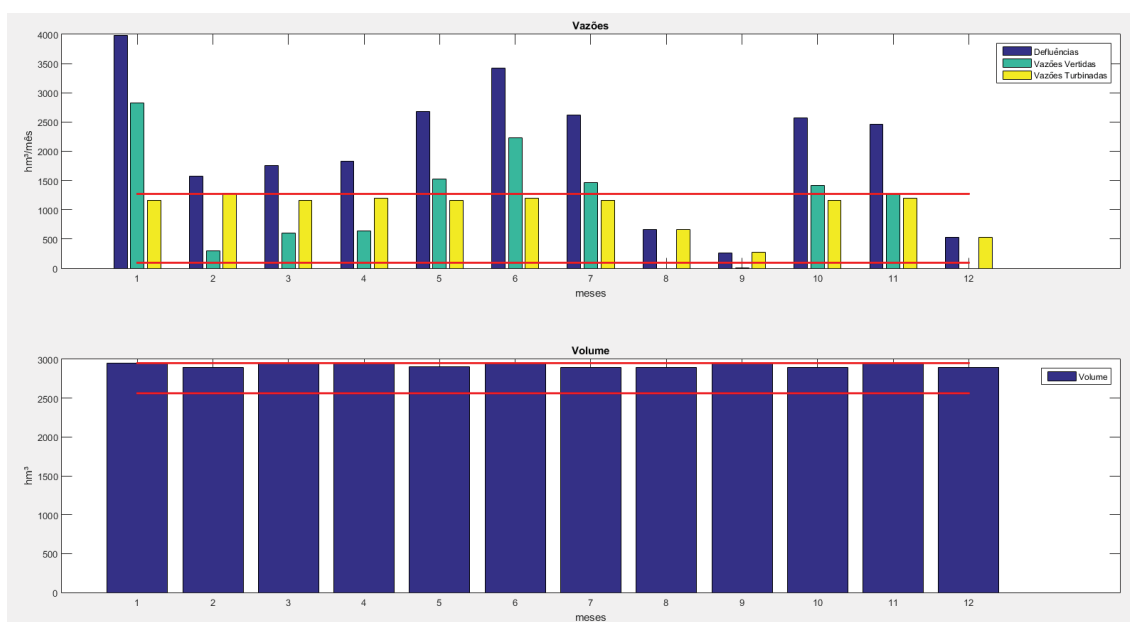
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.55: UHE DE SEGREDO CASO 7



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.56: UHE DE SEGREDO CASO 8



FONTE: O autor (2020)

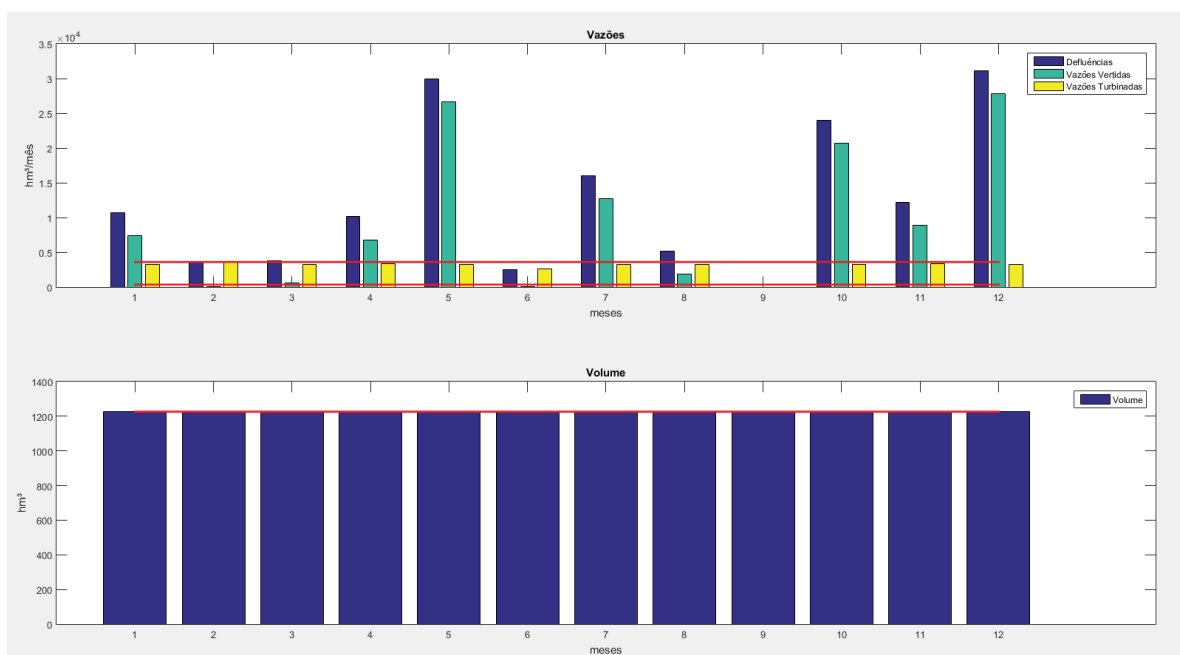
Para o subsistema Nordeste foram escolhidas usinas hidrelétricas dispostas na bacia hidrográfica do Rio São Francisco, sendo então discriminadas em Complexo Paulo Afonso - Moxotó com potência instalada de 4.279,00 MW, UHE de Itaparica com potência instalada de 1.479,60 MW e UHE de Sobradinho com potência instalada de 1.050,00 MW.

Para o Complexo Paulo Afonso, a vazão afluente foi turbinada em seu valor máximo para os períodos quando disponível, o que denota um comportamento adequado para a modelagem para usinas a fio de água referentes aos Casos 6 e 7 (Figura 4.57 e Figura 4.58).

Entretanto, para o Caso 8 foi observada a ocorrência de vazão turbinada mínima em vários períodos e, para esses períodos, a magnitude de tensão na máquina também estava muito próxima à tensão mínima para todos os patamares de carga conforme Figura 4.59 e

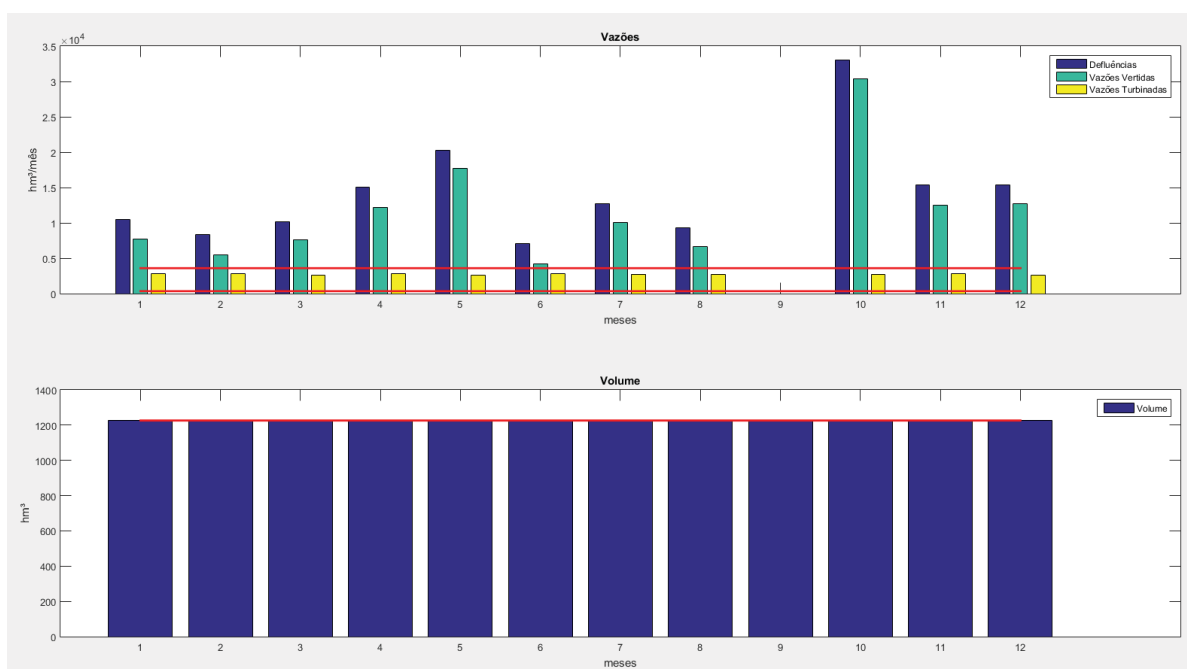
Figura 4.60.

FIGURA 4.57: COMPLEXO PAULO AFONSO -MOXOTÓ CASO 6



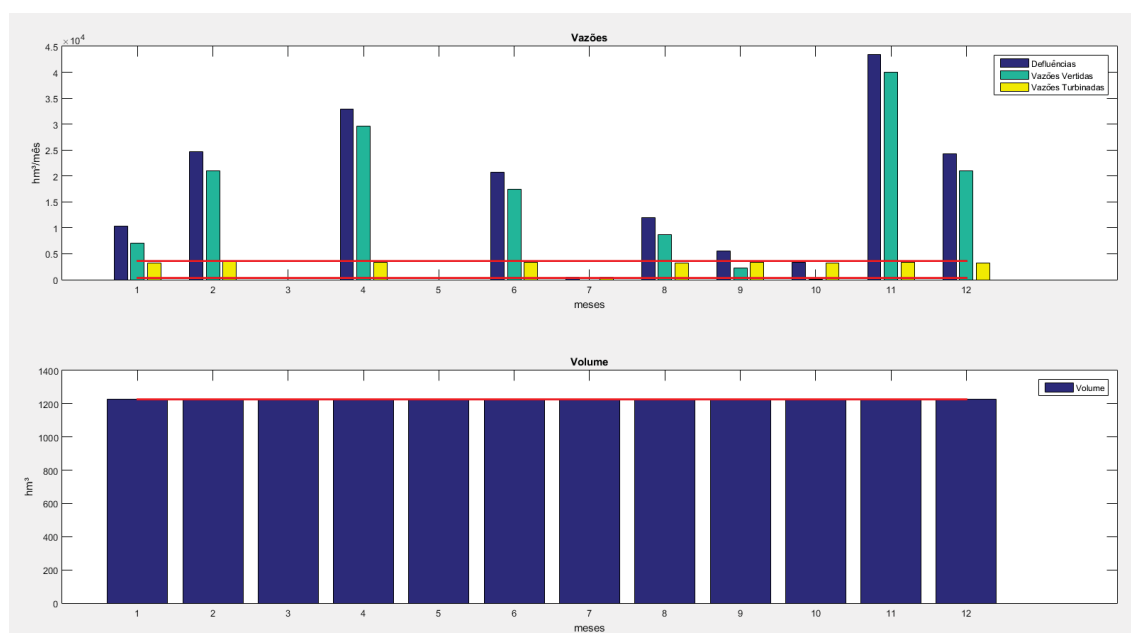
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.58: COMPLEXO PAULO AFONSO -MOXOTÓ CASO 7



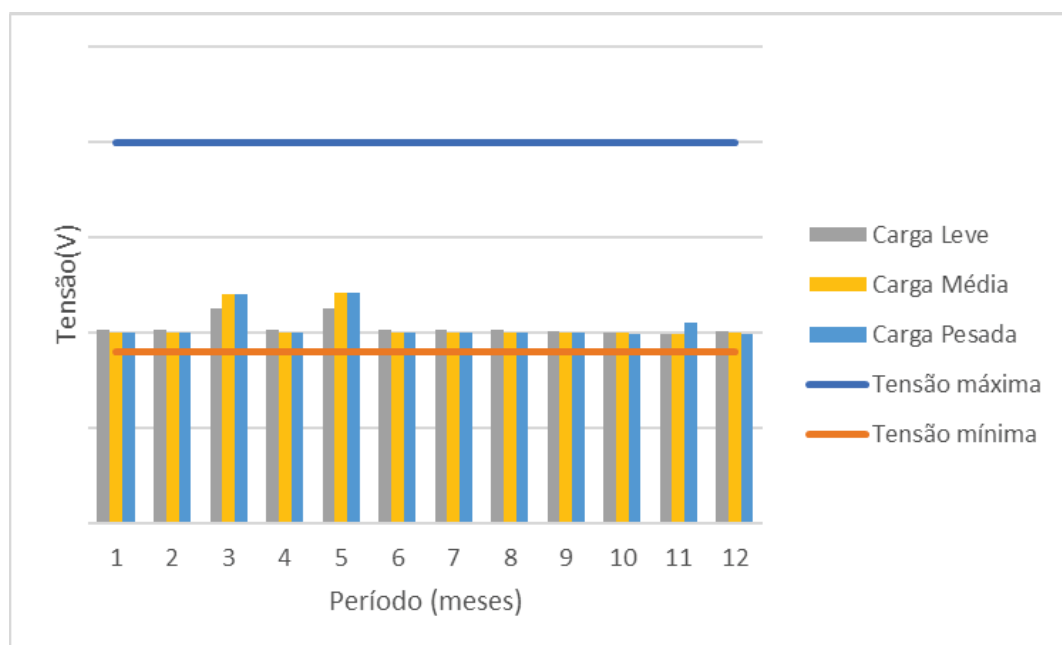
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.59: COMPLEXO PAULO AFONSO -MOXOTÓ CASO 8



FONTE: O autor (2020)

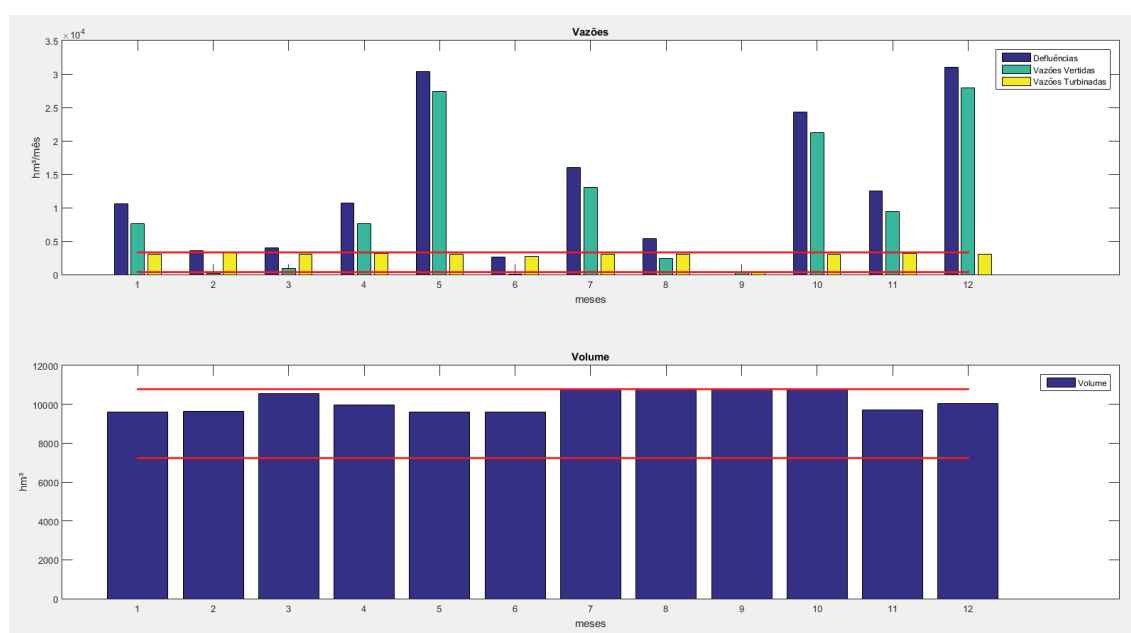
FIGURA 4.60: MAGNITUDES DE TENSÃO DA UHE DE MOXOTÓ



FONTE: O autor (2020)

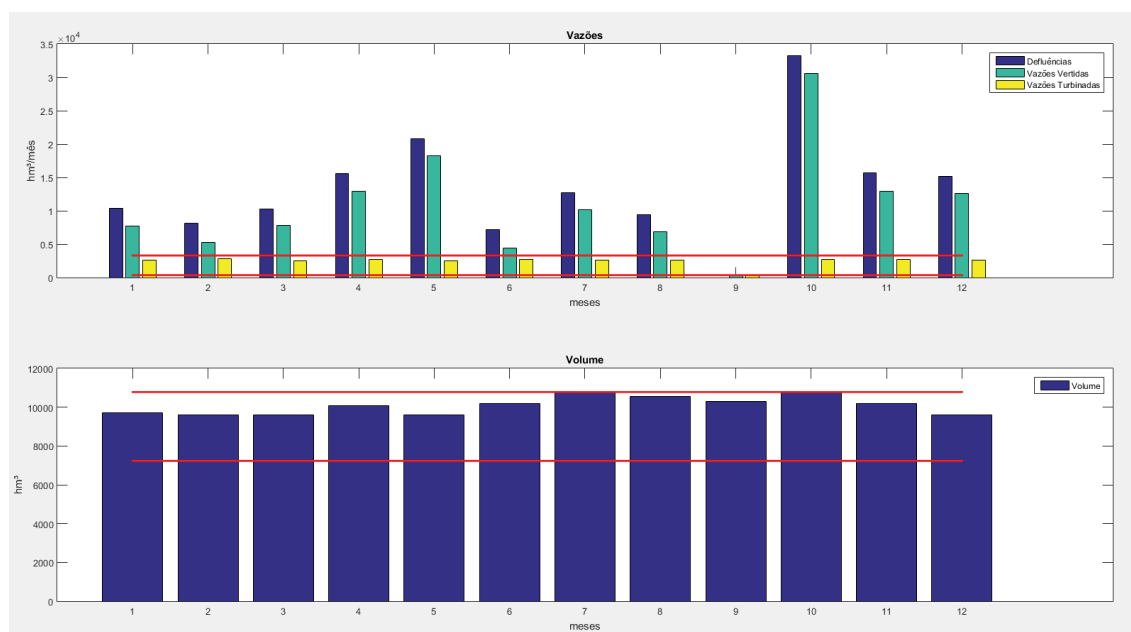
Para UHE de Itaparica, em todos os casos foi observado um despacho energético muito parecido. Sendo assim, para esse reservatório, a influência da modelagem não foi significativa (Figura 4.61 à Figura 4.63).

FIGURA 4.61: UHE ITAPARICA CASO 6



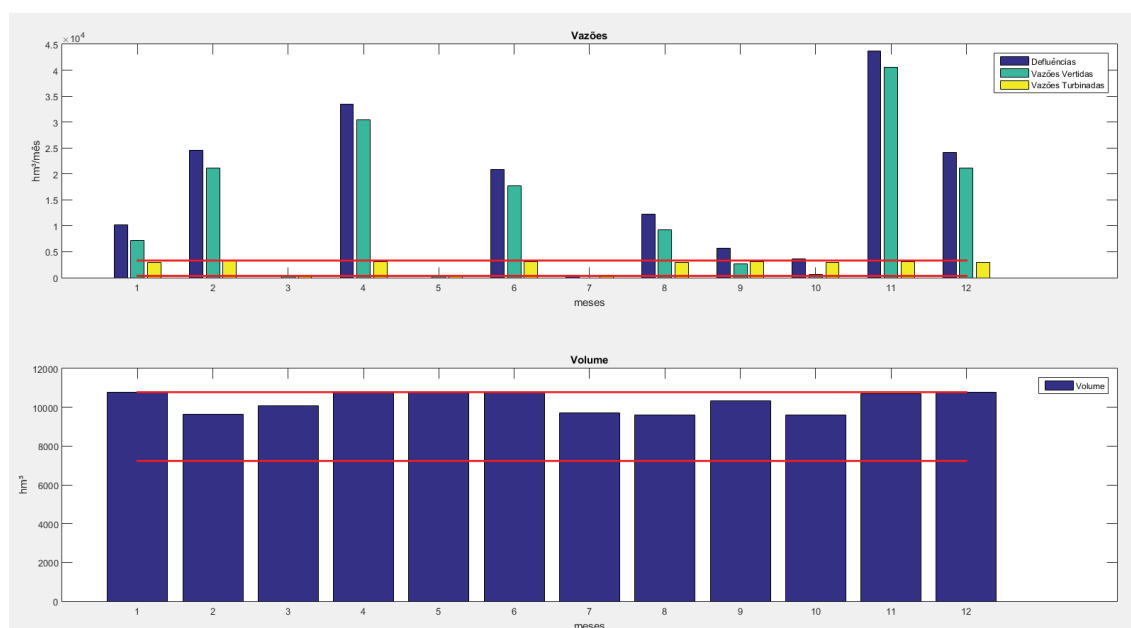
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.62: UHE ITAPARICA CASO 7



FONTE: O autor (2020)

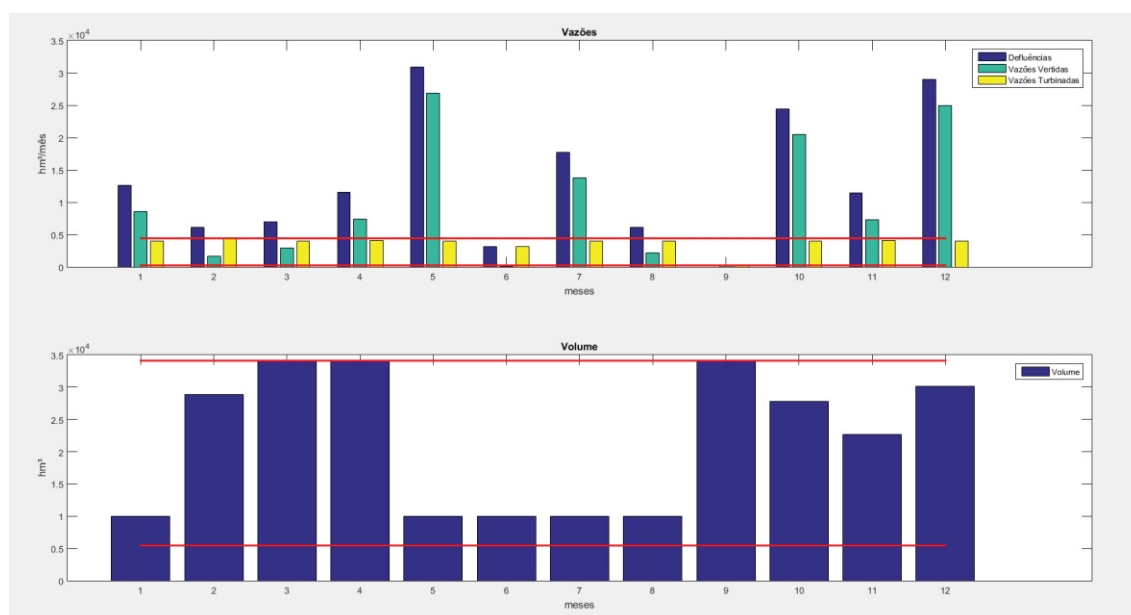
FIGURA 4.63: UHE ITAPARICA CASO 8



FONTE: O autor (2020)

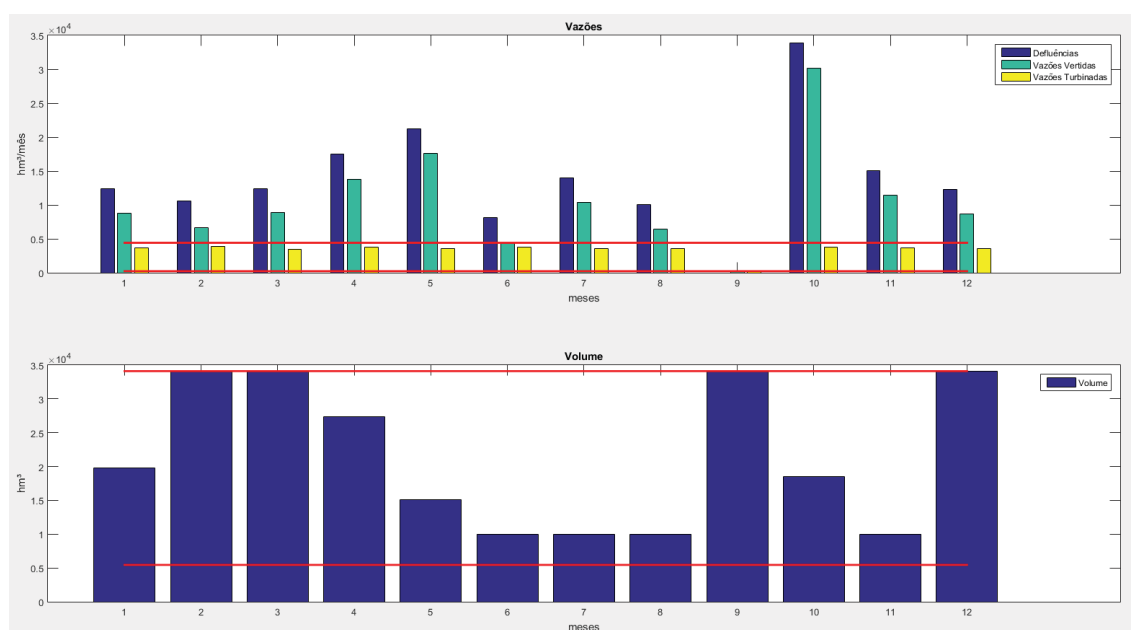
Para UHE de Sobradinho houve diferenças entre os despachos adotados pela formulação (Figura 4.64 à Figura 4.66). No que tange às restrições de tensão e aos limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão que se conectam a essa UHE, não foram observados limites de transmissão ativados. Entretanto, a formulação 8 faz a inserção de perdas por transmissão sendo esse um dos principais motivos para a modelagem adotar uma política operativa mais conservadora quanto ao nível dos reservatórios.

FIGURA 4.64: UHE DE SOBRADINHO CASO 6



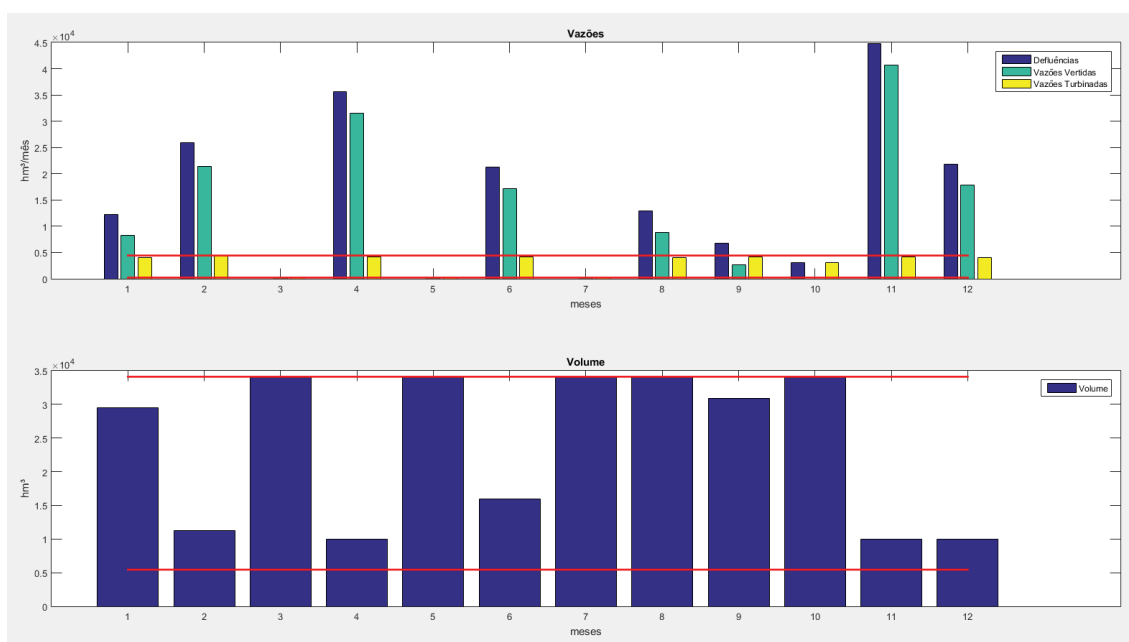
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.65: UHE DE SOBRADINHO CASO 7



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.66: UHE DE SOBRADINHO CASO 8

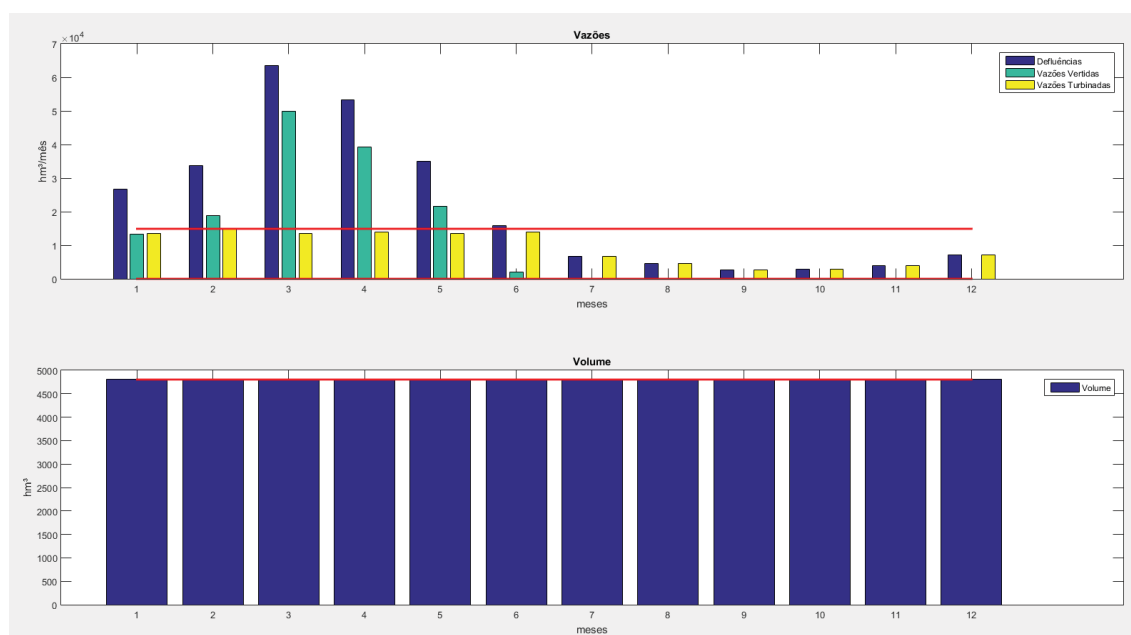


FONTE: O autor (2020)

Para o subsistema Norte, as usinas hidráulicas consideradas foram a UHE de Belo Monte localizada no Rio Xingu com potência instalada de 11.233,00 MW, a UHE de Tucuruí localizada no Rio Tocantins com potência instalada de 8.370,00 MW e UHE de Estreito também no Rio Tocantins com potência instalada de 1.087,00 MW.

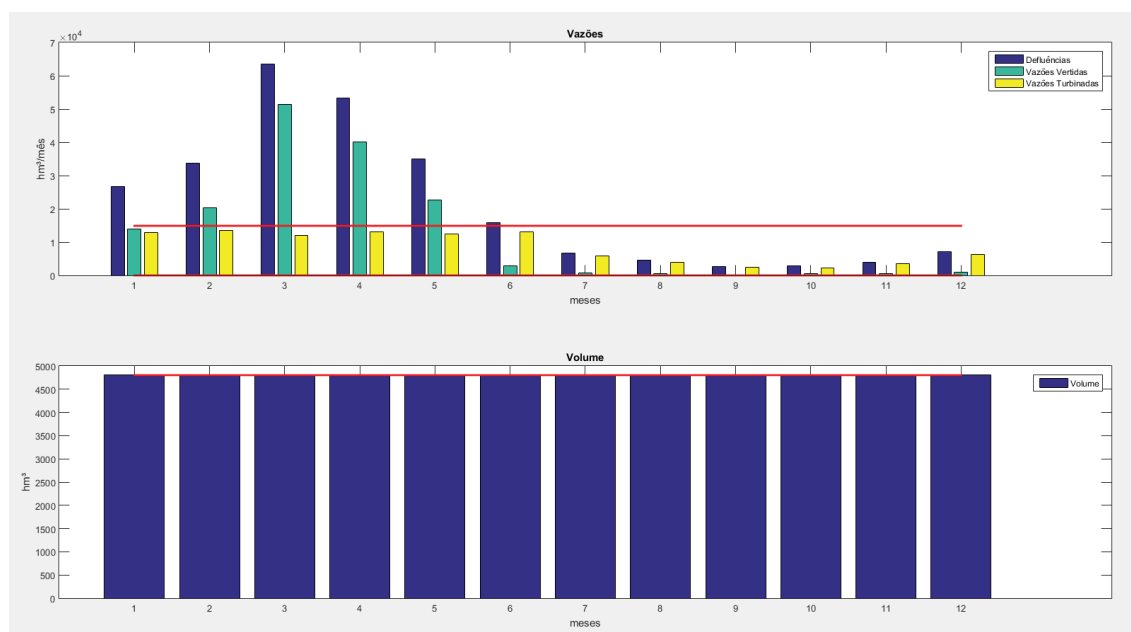
Para esse subsistema não foram constatadas diferenças significativas entre os despachos adotados independentemente da formulação (Figura 4.67 à Figura 4.75).

FIGURA 4.67: UHE DE BELO MONTE CASO 6



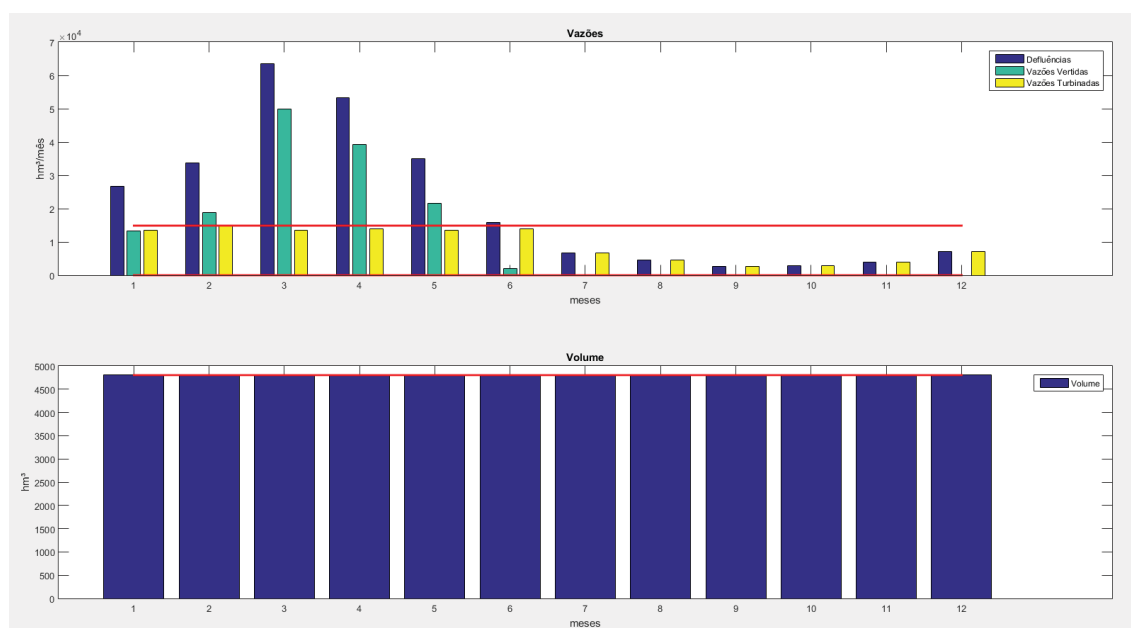
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.68: UHE DE BELO MONTE CASO 7



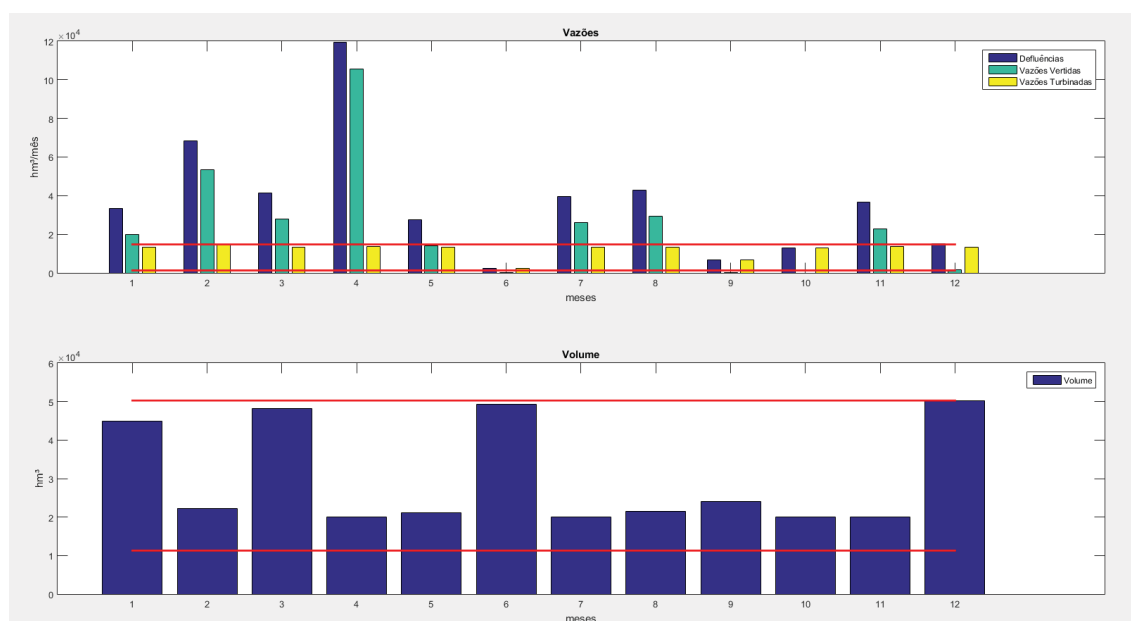
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.69: UHE DE BELO MONTE CASO 8



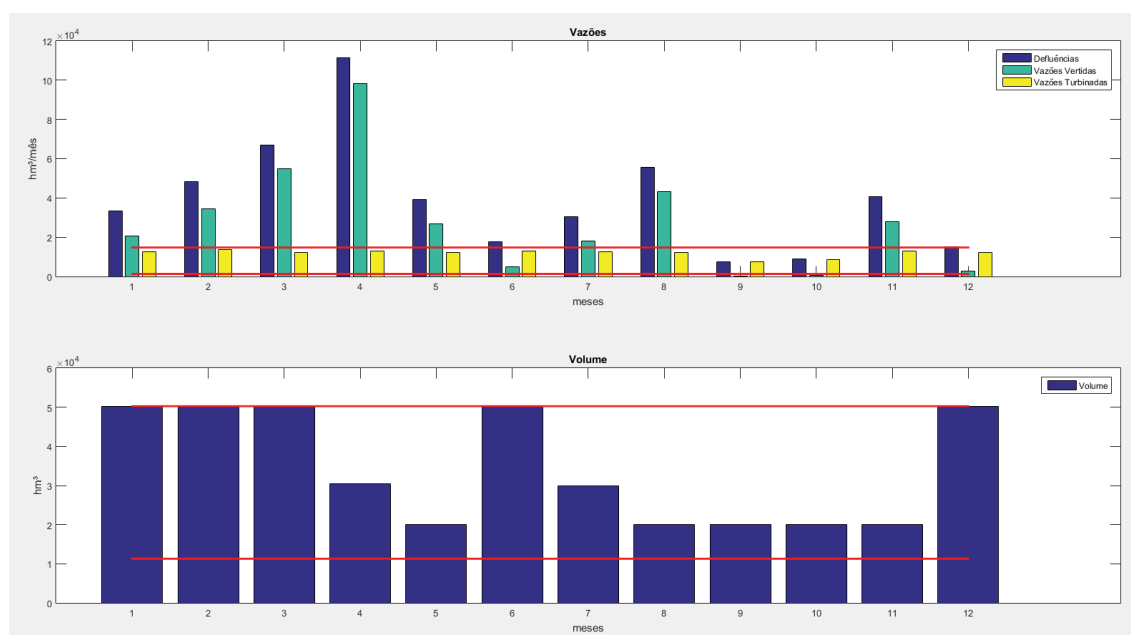
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.70: UHE TUCURUÍ CASO 6



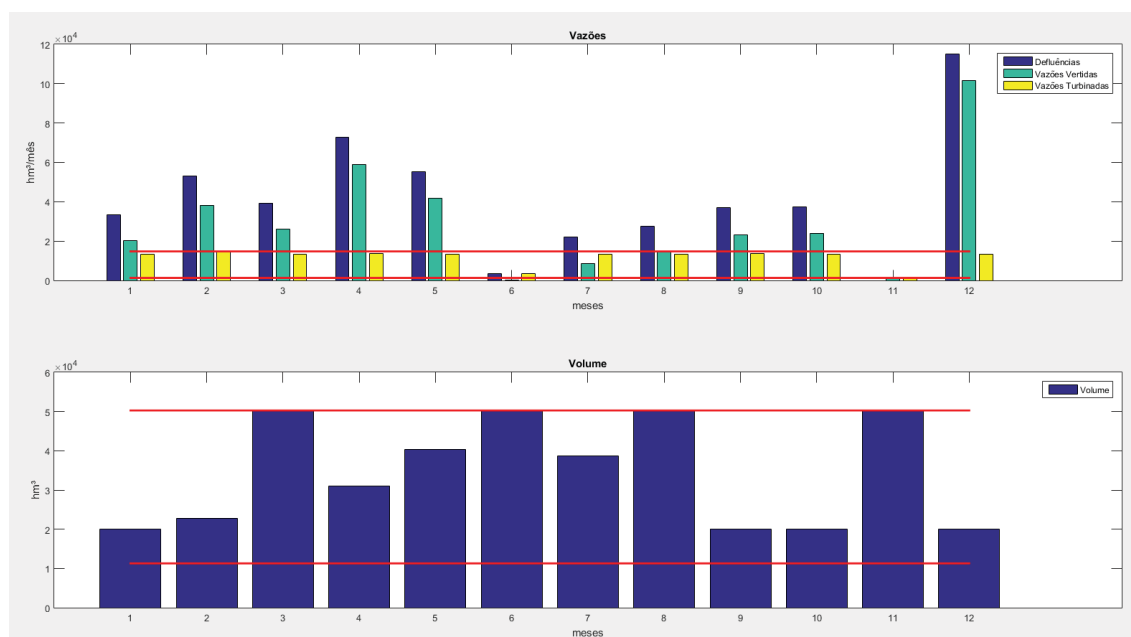
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.71: UHE TUCURUÍ CASO 7



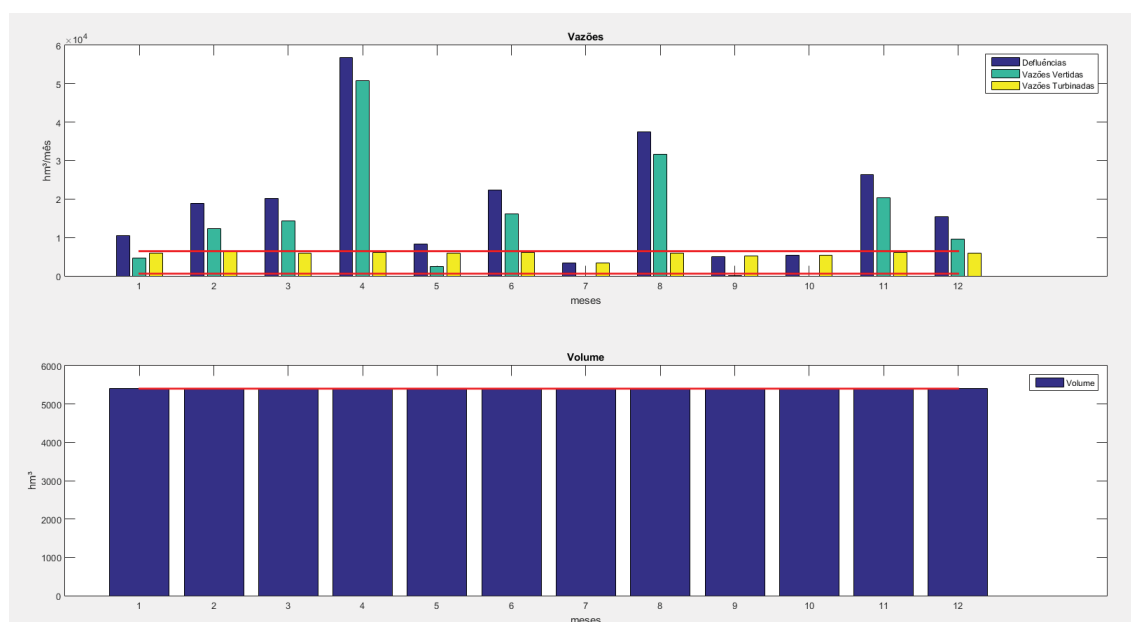
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.72: UHE TUCURUÍ CASO 8



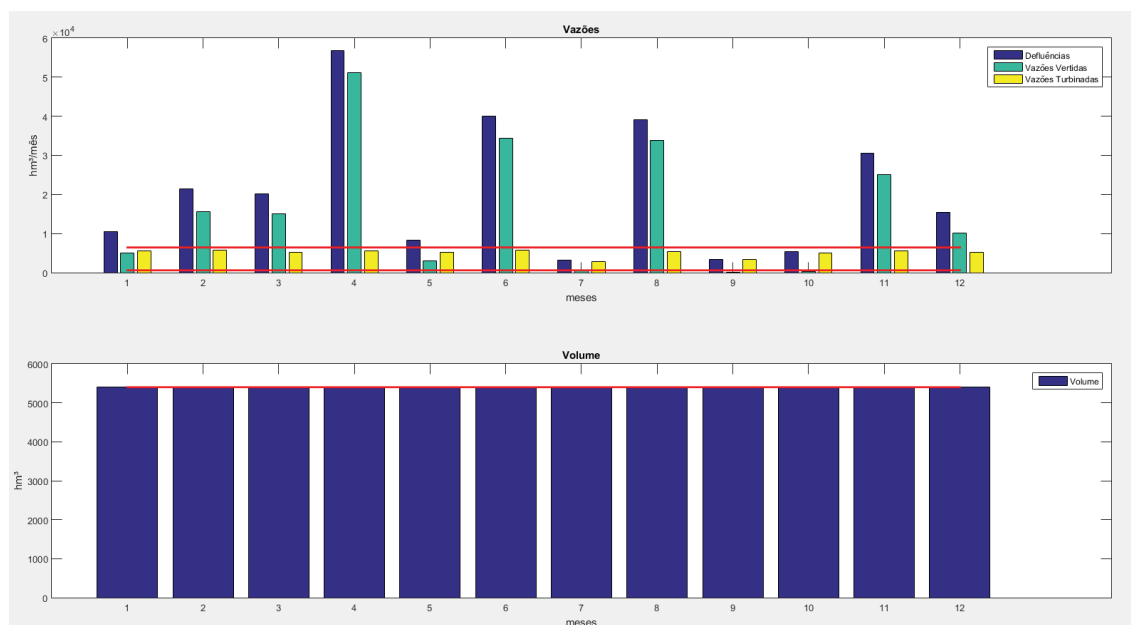
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.73: UHE DE ESTREITO DE TOCANTINS CASO 6



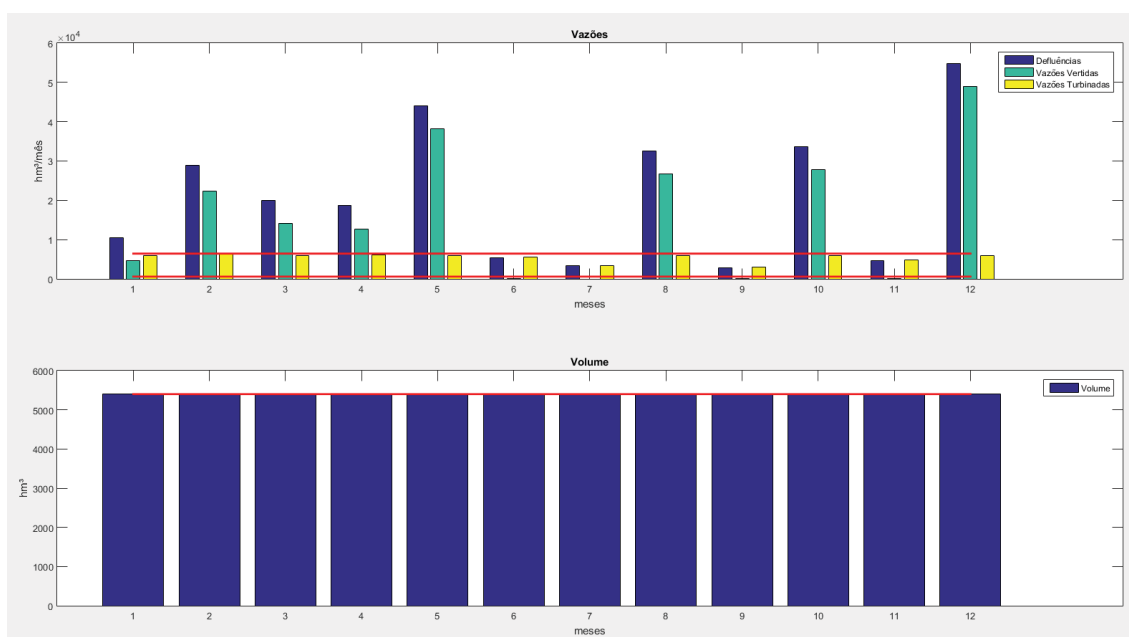
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.74: UHE DE ESTREITO DE TOCANTINS CASO 7



FONTE: O autor (2020)

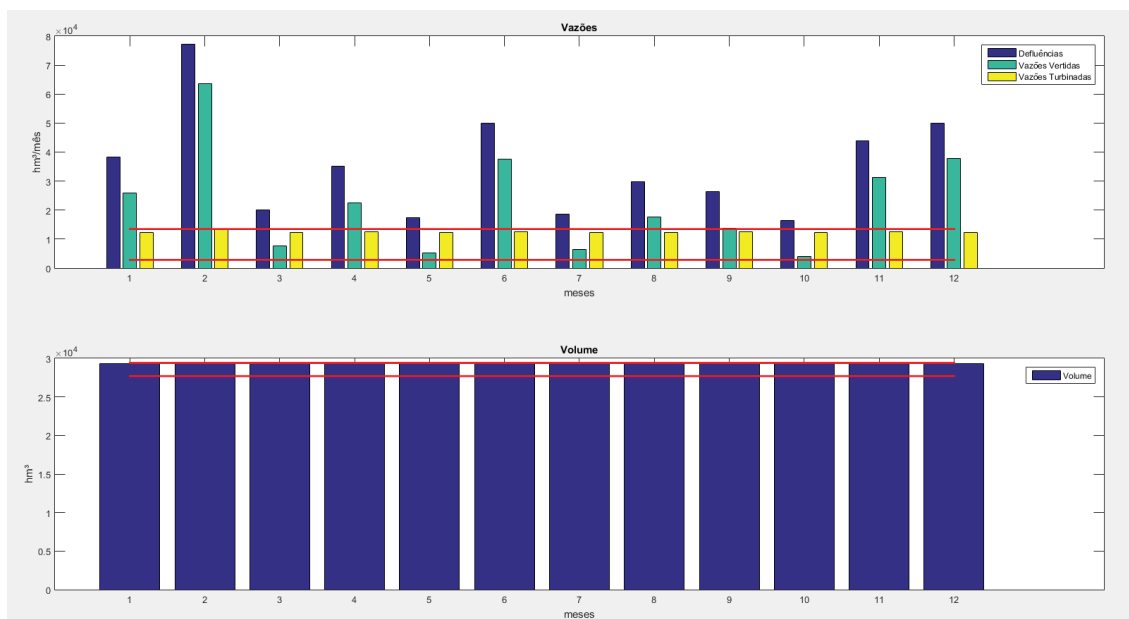
FIGURA 4.75: UHE DE ESTREITO DE TOCANTINS CASO 8



FONTE: O autor (2020)

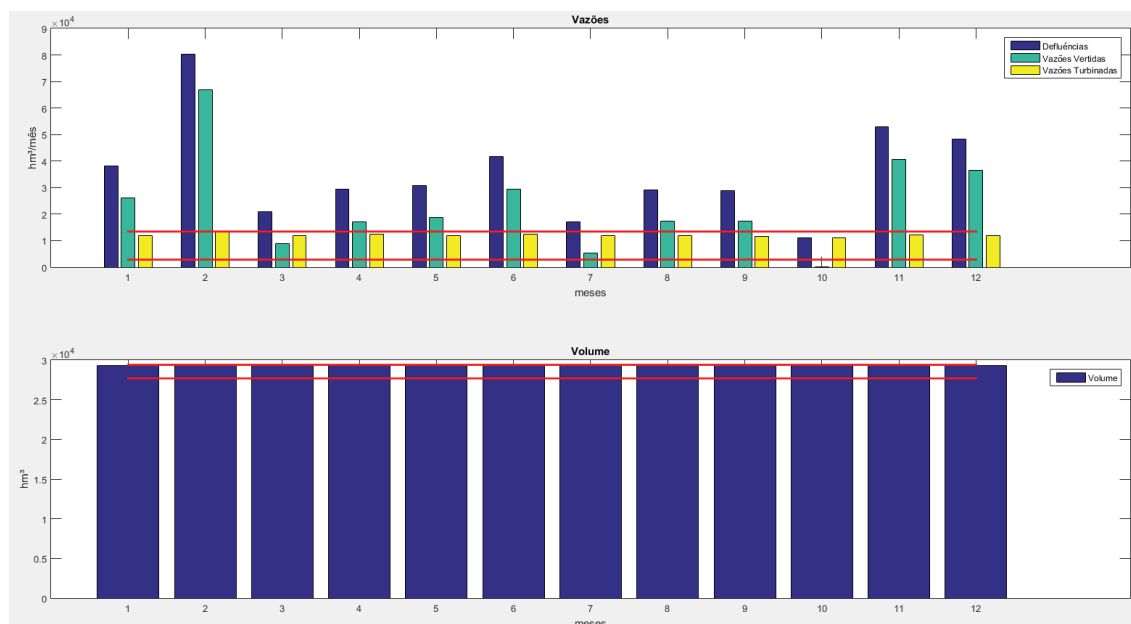
A UHE de Itaipu é considerada como um subsistema separado do subsistema Sul devido às suas importância e magnitude dentro do SIN. Como pode ser observado nas Figura 4.76 a vazão turbinada máxima ocorreu em todos os períodos de simulação sendo que o vertimento só ocorreu devido à restrição de volume de reservatório e vazão turbinada máxima.

FIGURA 4.76: UHE DE ITAIPU CASO 6



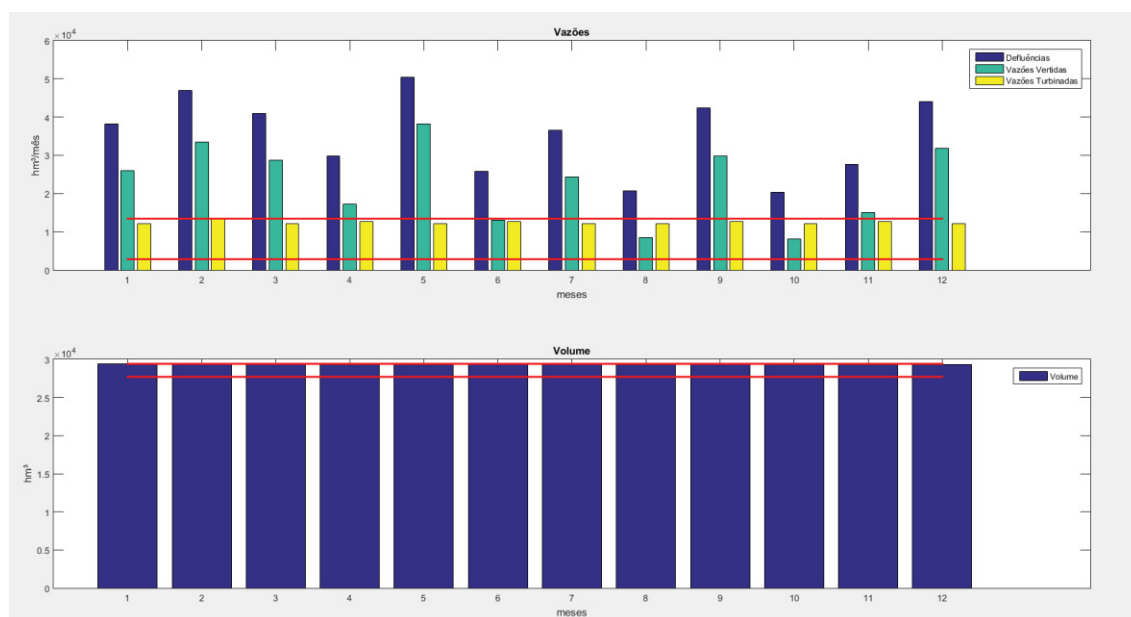
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.77: UHE DE ITAIPU CASO 7



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 4.78: UHE DE ITAIPU CASO 8



FONTE: O autor (2020)

Como pode ser observado nos resultados a formulação se mostrou eficiente, respeitando todas as restrições operativas impostas.

5. CONCLUSÕES

Esta tese tem como sua contribuição principal a inserção de aprimoramentos em formulação matemática que realiza despacho de energia e potência de sistema hidrotérmico eólico discretizado mensalmente para o horizonte de um ano.

Além das já usuais restrições operativas hidráulicas e restrições operativas de transmissão de energia da rede elétrica, foram adicionados elementos ainda não explorados pelo setor tais como: restrições de magnitudes de tensão das barras do sistema, incorporação das perdas elétricas de transmissão, alocação de reserva girante por subsistema e incorporação de regime de ventos ao longo de cada mês discretizado por patamares de carga.

Para verificar os impactos dos novos elementos inseridos, foram utilizados um sistema teste de 33 barras e o sistema elétrico representando a rede elétrica completa do Brasil.

O problema de otimização foi resolvido via técnicas híbridas de solução, técnicas de IA para resolver o balanço energético e o Método dos Pontos Interiores em sua versão primal-dual para resolver o problema elétrico.

As técnicas de IA empregadas foram Algoritmos Genéticos e Evolução Diferencial e, segundo as análises apresentadas, concluiu-se que a técnica da Evolução Diferencial é mais aderente ao problema de coordenação hidrotérmica em relação à técnica de AG. Dentre os métodos de mutação da ED testados, a estratégia 8 foi a que apresentou melhor desempenho computacional e reprodutibilidade para algumas formulações.

Para se realizar análise dos impactos da representação não linear completa da rede elétrica em relação à representação linear convencional nos despachos calculados, foi inserido um FPO que utiliza representação não linear das equações de balanço de potência da parte elétrica para resolução do problema. Salienta-se que o emprego da representação não linear da parte elétrica implicou na inclusão automática das perdas elétricas e no monitoramento das magnitudes de tensão nas barras selecionadas.

O FPO não linear tem a mesma estrutura básica que o FPO linear, ou seja:

- minimização dos custos operativos e de déficit para horizonte de 1 mês discretizado por $np = 3$ patamares de carga (pesada, média e leve);
- utilização de metas energéticas obtidas por modelo de médio prazo;

- restrições hidráulicas ignoradas;
- monitoração dos limites de fluxo de potência ativa adotando-se a formulação do fluxo de potência linearizado;
- despacho das termelétricas realizado de forma constante ao longo do mês.

O impacto de se incluir a formulação não linear da rede elétrica no problema ocasionou um custo computacional muito elevado se comparada à linear. As restrições de magnitudes de tensão afetaram os despachos individuais de potência e a implícita consideração das perdas elétricas aumenta e redistribuiu a geração total e, portanto o custo total de operação.

Sendo assim, pode-se concluir que essa representação da rede não linear aplicada a um sistema pequeno como o de 33 barras:

- afetou o balanço hídrico e o despacho hidrotérmico;
- fez usinas mais próximas do centro de carga despacharem mais;
- impediu que algumas usinas despachassem devido às restrições de magnitude de tensão;
- demonstrou a importância das usinas de regularização frente às usinas de reservatório, pois essas muitas vezes obrigam as usinas a deplecionarem os reservatórios para atendimento das restrições de operação.

Não foi possível simular o sistema SIN com o FPO não linear, pois requer muita memória, ou seja, no que tange a sistemas de grande porte a formulação não linear mostrou-se muito custosa computacionalmente, não sendo possível o uso dela ao sistema SIN.

Mas, o SIN pôde ser simulado através da adoção do FPO linear alternativo, cuja representação das equações de balanço de potência ativa e reativa foram feitas através de equações lineares permitindo a introdução das restrições das magnitudes de tensão em um modelo mais simples. Nesse caso, as perdas elétricas tiveram que ser inseridas separadamente de modo a manter a premissa de inserção das mesmas nos estudos de planejamento de curto prazo.

Para o sistema SIN, pode-se concluir que a representação da rede mais completa para o horizonte de curto prazo afetou o despacho energético e elétrico pela introdução de mais uma restrição, que é a manutenção de perfil de tensão adequado. Em relação ao modelo linear foi observada uma variação de +2% da geração hídrica

e +15% de corte de carga. Essas variações impactaram em um aumento de +7,2% no custo total e, em ambos os cenários, houve o acionamento da máxima disponibilidade.

De modo geral, as variações dos volumes dos reservatórios não foram significativas em relação aos volumes fornecidos pelo modelo linear.

Quanto à inclusão das perdas elétricas, pode-se perceber que a sua inclusão no despacho impactou o corte de carga e houve o aumento de despacho de energia de fonte hidráulica.

Cabe salientar ainda que a formulação com FPO linear alternativo apresentou convergência para tensões muito elevadas e fora dos padrões, pois não é possível fazer o controle de tensão adequado para esse horizonte de planejamento sem a modelagem de banco de capacitores e/ou taps dos transformadores.

Quanto à análise dos impactos da representação da alocação de reserva girante e minimização do fluxo das linhas de intercâmbio entre os subsistemas nos despachos calculados, verificou-se, como esperado, a um custo operativo maior, devido à necessidade de acionamento adicional de energia proveniente de fonte térmica.

De forma a quantificar o impacto da reserva para o sistema com 33 barras, foi observado um aumento de 68% na geração térmica que causou o aumento de 68% para o custo total. Cabe ressaltar que nesse cenário não houve corte de carga ou variação significativa de geração hídrica. Para o SIN foi observada uma variação de -5% para energia hídrica, 19% para o corte de carga variações que impactaram em uma variação de +9,7% para o custo total.

Quanto à inserção de restrição de minimização de fluxo nas linhas que conectam as áreas, o resultado mais expressivo mostrou um carregamento de fluxo aproximadamente 8% menor em relação ao FPO não linear. Essa restrição não trouxe um incremento computacional severo em relação à formulação que considera apenas a alocação de reserva girante. A inserção dessa restrição é considerada adequada e benéfica para a qualidade da modelagem.

Para nenhum dos cenários analisado houve desvio significativo da meta energética fornecida pela modelagem de médio prazo. Esse dado foi tratado como entrada disponibilizado pelo primeiro nível hierárquico da otimização da operação hidrotérmica do SIN gerada pelo Projeto LYNX. Esta tese é associada a um dos produtos do referido projeto.

Para todos os cenários analisados, a geração de energia térmica chegou ao máximo antes que ocorresse corte de carga, pois a formulação foi idealizada para que ocorra o corte de carga apenas em situações em que não se tenha mais disponibilidade de geração hidráulica e térmica.

Pelo exposto acima, todos os objetivos descritos na sessão 1.1 foram atendidos.

Esse trabalho resultou em duas publicações:

MORAES, R. A.; FERNANDES, T. A. P. ; ARANTES, A. G. B. ; VILA, C. U. . Short-Term Scheduling of Integrated Power and Spinning Reserve of a Wind-Hydrothermal Generation System with AC Network Security Constraints. JOURNAL OF CONTROL, AUTOMATION AND ELECTRICAL SYSTEMS, p. 29, 2017.

MORAES, R. A.; FERNANDES, T. A. P.; **BESSA, M. R.** ; GEUS, K.. Performance of Metaheuristics Applied to Wind-Hydrothermal Dispatch Problem. In: 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, 2017, mar del Plata. Proceedings and Book of Abstracts of the 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2017, 2017. p. 35-35

6. TRABALHOS FUTUROS

Como proposta de trabalhos futuros sugere-se melhorias da formulação em alguns aspectos:

- quanto ao balanço hídrico, considerar a altura do canal de fuga em função da descarga do reservatório,
- quanto à geração eólica, utilizar estudos de Cantão *et al.* (2018) para considerar a sinergia entre a carga e a geração eólica, permitindo, dessa forma, a discretização dos perfis eólicos para todo o SIN,
- quanto à rede elétrica, incluir a modelagem de banco de capacitores de forma a melhorar a convergência do problema, para tensões menores e mais próximos aos valores adotados na modelagem,
- quanto à alocação de reserva girante, não permitir que haja corte de carga provocado pela alocação de toda a reserva girante solicitada, Isto pode ser feito através de relaxamento da restrição relacionada ao atendimento de reserva girante,
- os pesos adotados para os critérios de otimização podem ser refinados,
- para o sistema SIN, utilizar o modelo FPO _L alternativos em modelos tais como proposto em Marcilio (2014) que utiliza método de Lagrangeano aumentado para resolver o problema energético.

7. REFERÊNCIAS

ALMEIDA, A. A. W.. Pré despacho hidrotérmico de potencia ativa e reativa considerando o gerenciamento de cargas, Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, 2015.

ANEEL. (2010). Atlas de Energia Elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 2010, Disponível em [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)

ANDRIOLO, R. F. Acoplamento elétrico energético no planejamento da operação em médio prazo com restrição de transmissão. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, 2014.

ALVES, W. F. Proposição de Sistemas - Teste para análise computacional de sistemas de potência. [s.l.] Universidade Federal Fluminense, 2007.

ARANTES, A. G. B.. Alocação de reserva girante em sistemas hidro-termicos com penetração eólica. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, 2017.

ARVANITIDIS, N. V.; ROSING, J. Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-89, n. 2, p. 319–326, 1970.

ASANO, P. T. L. et al.. Computação Evolucionária em Problemas de Engenharia. In: LOPES, H. S.; TAKAHASHI, R. H. C. (Eds.). 1. ed. Curitiba (PR): Omnipax, 2011. p. 19–54.

ASANO, R., Jr.. *Energetic integration of new sources in brazilian renewable electricity mix*. Tese de Doutorado. Universidade Federal do ABC. 2018.

BASLIS, C. G., PAPADAKIS, S. E. and BAKIRTZIS, A. G.. Simulation of optimal medium-term hydro-thermal system operation by grid computing. IEEE Transactions on Power Systems, v. 24, n. 3, p. 1208-1217. 2009.

BENDERS, J. F.. Partitioning procedures for solving mixed - variables programming problems. Numerische Mathematik, v. 4, n. 1, p. 238–252, dez. 1962.

BELTRÁN, F., OLIVEIRA, W., FINARDI, E. C.. Application of scenario tree reduction via quadratic process to medium - term hydrothermal scheduling. IEEE Transactions on Power Systems, v. 32, n. 6, p. 4351 - 4361. 2017.

BESSA, M. R. Projeto estratégico aneel 001/2008 “otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho.” Curitiba: [s.n.].

BISWAS, P. P.; SUFANTHAN, P. P.; MALLIPEDDI, R.; AMARATUNGA, G. A. J.. Optimal power flow solutions using differential evolution algorithm integrated with effective constraint handling techniques. *Engineering Application of Artificial Intelligence*, V.68, pp.81-100, 2018.

BISWAS, P. P.; SUFANTHAN, P. P.; MALLIPEDDI, R.; AMARATUNGA, G. A. J.. Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power. *Energy Conversion and Management*. V. 148, pp. 1194-1207, 2017.

BORGES, S. S.; FERNANDES, T. S. P.; ALMEIDA, K. C. DE. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via método dos pontos interiores e coordenadas retangulares. *Revista Controle & Automação*, v. 22, n. 5, p. 479–494, 2011.

BRANDÃO, M. A. L.. Evolução diferencial melhorada implementada em processamento paralelo, Tese de Doutorado. Universidade Federal de Uberlândia, 2014.

CANTÃO, M. P.; BESSA, M.R.; BETTEGA, R.; DETZEL, D. H. H.; LIMA, J. M.. Evaluation of hydro - wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps. *Renewable Energy*, February 2017, Vol.101, p.1215-1225.

CANTÃO, M. P.; BETTEGA, R.; BESSA, M. R.; GEUS, K.. Perspectiva do excedente eólico do nordeste no horizonte decenal considerando localização da expansão e padrão de carga região, XICBPE, 2018

CEPEL. Manual de Referência do modelo NEWAVE. Rio de Janeiro, 2009

CEPEL. Manual de Referência do Modelo Dessem Versão 8.2a (GTRD) Rio de Janeiro, 2003.

CEPEL. Modelo DECOMP Manual de Referência Rio de Janeiro, 2004.

CICOGNA, M. A. Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos. [s.l.] FEEC/Universidade Estadual de Campinas, 1999.

DAS, S., BHATTACHARYA, A., CHAKRABORTY, K.. Fixed head short-term hydrothermal scheduling in presence of solar and wind power. *Energy Strategy Reviews* v.22, pp. 47-60, 2018.

DUBEY, H. M., PANDIT, M., PANIGRAHI, B. K.. Ant lion optimization for short-term wind integrated hydrothermal power generation scheduling. *Electrical Power and Energy Systems*. v.83, pp.158-174, 2016.

ENERCON. Catálogo de fabricante de equipamentos elétricos ENERCON. Equipamento: ENERCON 48.

EPE, & MME. (2019). Balanço energético nacional 2020. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>>

EPE (2020). Plano Decenal de Expansão de energia 2030. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>

ESTADÃO (2020) . ONS conclui a implementação do modelo DESSEM, de operação de curto prazo. Disponível em <https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2020/01/01/internas_economia,1111581/ons-conclui-implantacao-do-modelo-dessem-de-operacao-de-curto-prazo.shtml> Acessado : 14/02/2020.

ENERCON. Catálogo de produtos. disponível <<https://www.enercon.de/en/products/ep-1/e-48/>>

FERNANDES. T.S.P.; ALMEIDA. A. A.W. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa considerando gerenciamento de cargas. IEEE/IAS International Conference on Industry Applications 2014. Juiz de Fora. MG. 2014.

FREITAS, D. , MATIOLI, L.C., OENING, A. P., MARCILIO, D. C.. O problema da coordenação hidrotérmica à Curto Prazo: Um levantamento bibliográfico In: Simpósio de Métodos Numéricos em Engenharia (SMNE), 2018, Curitiba. Anais do SMNE 2018, 2018.

FUENTES-LOYOLA, R. e QUINTANA, V. H. Medium-term hydrothermal coordination by Semidefinite Programming. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 4, p.1515-1522. 2003.

FUJISAWA, C. H., MARTINS, L. S. A., AZEVEDO, A. T., e SOARES, S. Equivalent networks for medium-term hydro-thermal scheduling with variable head cascaded reservoirs and transmission constraints. Power Systems Computation Conference, Wroclaw, Poland. 2014.

GOLDBERG, D. E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. 1st. ed. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989.

GONÇALVES, R. E. C. Desenvolvimento de modelos de programação estocástica aplicados à programação mensal da operação energética: uma análise comparative de desempenho computacional. Tese de doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina. 2011.

HOLLAND, J. H. Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence. [s.l.] University of Michigan Press, 1975.

JIAN, J., PAN, S., YANG, L.. Solution for short-term hydrothermal scheduling with a logarithmic size mixed-integer linear programming formulation. *Energy*. v.171, pp.770-784, 2019.

KARAMI, M., SHAYANFAR, H. A., AGHAEI, J., AHMADI, A.N: Scenario-based security-constrained hydrothermal coordination with volatile wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Dec, 2013, Vol.28, p.726(12).

KOJIMA, M.; MIZUNO, S.; YOSHISE, A. Progress in Mathematical Programming Interior-point and related methods. In: MEGIDDO, N. (Ed.). New York, NY, USA: Springer-Verlag New York, Inc., 1988. p. 29–47.

KUMAR, S. V. Kumar, MOHAN, M.R. A genetic algorithm solution to the optimal short-term hydrothermal scheduling. *Electrical Power Energy Systems* 33, pp. 827-835, 2011.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Energetic Operation Planning Using Genetic Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 1, p. 173–179, 2002.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Aplicação de algoritmos genéticos na determinação da operação ótima de sistemas hidrotérmicos de potência. *Revista Controle & Automação*, v. 17, n. 1, p. 81–88, 2006.

LI, Y.; WANG, Y., LI, B. A hybrid artificial bee colony assisted differential evolution algorithm for optimal reactive power flow. *Electrical Power and Energy systems*, V. 52 pp. 25-33, 2013.

LOBATO, F. S.; STEFFEN, V.; NETO, ANTONIO J. S.. Resolução de problemas inversos em processos difusos e transferência radiativa usando o algoritmo de evolução diferencial. *Computação evolucionária em problemas de engenharia*, 2011.

MARCILIO, D. C.. Otimização do Despacho Hidrotérmico Utilizando o Método de Lagrangeano Aumentado com Gradiente Espectral Projetado. Tese de doutorado. [s.l.] Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

MARTINS, L. S. A., AZEVEDO, A. T., e SOARES, S. Nonlinear medium-term hydrothermal scheduling with transmission constraints. *IEEE Transactions Systems*, v. 29, n. 4. 2014.

MOHAGHEGHI, E.; GABASH, A.; ALRAMLAWI, M.; LI, P.. Real time optimal power flow with reactive power dispatch of wind stations using a reconciliation algorithm. *Renewable Energy*, V.126, pp. 509-523, 2018.

MONTEIRO, R. D. C.; ADLER, I.; RESENDE, M. G. C. A Polynomial-Time Primal-Dual Affine Scaling Algorithm for Linear and Convex Quadratic Programming and Its Power Series Extension. *Mathematics of Operations Research*, v. 15, n. 2, p. 191–214, 1990.

MONTICELLI, Alcir; 1983. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica . 1. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda.

MORAES, R. A. Despacho eólico hidrotérmico para horizonte de curto prazo. Dissertação de Mestrado.. Universidade Federal do Paraná, 2016.

MORAES, R. A.; FERNANDES, T. A. P. ; BESSA, M. R. ; GEUS, K. . Performance of Metaheuristics Applied to Wind-Hydrothermal Dispatch Problem. In: 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, 2017, mar del plata. Proceedings and Book of Abstracts of the 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2017, 2017. p. 35-35

OLIVEIRA, G. T. S.. Estudo e aplicações da evolução diferencial. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Uberlândia, 2006.

Paredes, L. S. A. Martins and S. Soares, "Using Semidefinite Relaxation to Solve the Day-Ahead Hydro Unit Commitment Problem," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2695-2705, Sept. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2359803

PEREIRA, M. V. F. Optima stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. v. 11, n. July, 1989.

PRICE, K. V.. An introduction to differential evolution. *New Ideas in Optimization*, 79–108, 1999.

RAHMANI, S.; AMJADY, N.. A new optimal power flow for wind energy integrated power systems. *Energy*, v. 134, pp. 349-359, 2017.

RELÓRIO TÉCNICO ANNUAL: PROJETO pelo Lynx Energy Research Group no âmbito do projeto de P&D PD-06491-0307/2013, proposto pela Copel Geração e Transmissão S.A., sob os auspícios do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2017.

REZENDE, S. O. Sistemas inteligentes: fundamentos e aplicações. [s.l.] Manole, 2003.

SANTOS, M. L. L. et al. Solving the short term operating planning problem of hydrothermal systems by using the progressive hedging method. In: 16th Power Systems Computation Conference (PSCC), Glasgow, Scotland, 2008.

SANTOS, M. L. L. Modelagem e solução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo no contexto da programação estocástica: uma aplicação do método Progressive Hedging. Tese de doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina. 2010.

STORN, R. and PRICE, K.. Differential Evolution: a simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces”,*International Computer Science Institute, Berkeley*, 1995.

SOUZA, A.; DECKER, I. C.. Serviços Ancilares no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro. In: **Congresso Brasileiro de Automática**, Natal, Rio Grande do Norte) Anais. Natal, RN, 2002. p. 2355-2360, 2002.

SZUVOVIVSKI, I. Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo. [s.l.] Universidade Federal do Paraná, 2008.

TAKAGIMA, Y.K.F. Takigawa, E. L. Silva, E. C. Finardi, R. N. Rodrigues. Solving the hydrothermal scheduling problem considering network constraints. *Electric Power systems Research* 88, pp. 89-97, 2012.

TOSCANO, A. E. Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional. Unicamp, Campinas, SP: Dissertação de Mestrado, 2009

UNSIHUAY-VILA, CLODOMIRO; LUZ, THIAGO DA.; FINARDI, ERLON. Day-Ahead Optimal Operation Planning of Wind and Hydrothermal Generation with Optimal Spinning Reserve Allocation. *International Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 35, pp.1-8, 2015.

YUAN, H., LI, F., WEI, Y., ZHU, J.. Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks with Application in Distribution LMP. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 438-448, Jan. 2018.

YUAN, X., TIAN, H., YUAN, Y., HUANG, Y., IKRAM, R.. An extended NSGA-III for solution multi objective hydro –thermal-wind scheduling considering wind power cost. *Energy Conversion and Management* 96, pp. 568-578, 2015.

WANG, K. Y., LUO, X. J., WU, L. LIU, X. C. Optimal coordination of wind-hydro-thermal based on water complementing wind. *Renewable Energy* 60, pp. 169-178. 2013.

WU, Y., WU,Y., LIU, X..Couple-based particle swarm optimization for short-term hydrothermal scheduling, v.74. pp.440-450, 2019.

ZHENG, J. H., CHEN, J.J., WU, Q.H., JING, Z. X.. Reliability constrained unit commitment with combined hydro and thermal generation embedded using self-learning group search optimize. *Energy*, Vol. 81, pp.245-254, 2015.

ZHOU, J., LU, P., LI, Y., WANG, C., YUAN, L., MO, L.. Short-term hydro-thermal-wind complementary scheduling considering uncertainty of wind power using an enhanced multi-objective bee colony optimization algorithm. *Energy Conversion and Management*, V. 123, pp.116-129, 2016.

APÊNDICE A: Dados dos sistemas testes

Nessa tese foram utilizados dois sistemas testes, o primeiro com 33 barras e outro que representa o sistema SIN com 1700 barras.

O volume de dados que compõe a rede elétrica é grande sendo assim, os dados foram armazenado em um hyperlink, onde é possível baixar os dois sistemas testes no formato.mat compatível com o MATLAB.

<https://drive.google.com/drive/folders/1y-juPUdBQfec1DPMYn4DfuPawDDhPWNQ>